

REPUBLIQUE DU SENEGAL

.....

UNIVERSITE CHEIKH ANTA DIOP

**ECOLE POLYTECHNIQUE DE THIES**

DEPARTEMENT DE GENIE  
ELECTRO-MECANIQUE

Gm. 0186

**PROJET DE FIN D'ETUDES**

en vue de l'obtention du diplôme d'Ingénieur de Conception

TITRE: PROJET D'ELECTRIFICATION  
DE L'ILE A MORPHIL

JUILLET 1992

AUTEUR: SAIDOU ABDOUL SOUMARE  
Directeur interne: CHEIKH WADE  
Directeur externe: PIERRE B. GUEYE

**DEDICACE**

**A MES PARENTS**

**MA FUTURE EPOUSE**

**MES AMIS**

**TOUTE LA FAMILLE POLYTECHNICIENNE**

## SOMMAIRE

Ce projet de fin d'études se rapporte à l'électrification de l'Ile à MORPHIL, dans le département de PODOR.

Notre démarche reste dans le cadre des méthodes généralement utilisées lorsqu'on a affaire à une conception d'un réseau de distribution électrique, plus exactement un réseau rural de distribution électrique. Ce dernier est caractérisé par une architecture radiale et une longueur importante des lignes MT alimentant des charges faibles et dispersées. Ce dernier point soulève justement un problème: est-ce que les récepteurs seront alimentés à leur tension nominale, vu la position éloignée de la source? C'est pour parer à cette situation que les conducteurs de lignes seront dimensionnés en fonction du critère de la chute de tension maximale admissible. Au point de vue mécanique, les conducteurs seront dimensionnés de telle sorte qu'ils puissent résister à leur poids, à leur tension interne et à l'effort du vent.

Les supports, quant à eux, seront calculés en fonction de leur résistance aux efforts du vent sur eux-mêmes, aux efforts du vent sur les conducteurs et aux tensions exercées par les conducteurs. Les armements seront, enfin, choisis selon les efforts exercés par les conducteurs.

Notre souci majeur étant de trouver la solution la plus optimale possible, trois techniques de distribution ont été considérées dans l'étude, ce qui explique d'ailleurs le nombre élevé de figures et de tableaux dans ce rapport.

## REMERCIEMENTS

Mes remerciements vont tout d'abord à l'endroit de Monsieur CHEIKH WADE, professeur à l'Ecole Polytechnique de THIES, qui n'a ménagé aucun effort pour que l'ambition que je nourris pour mon terroir soit plus près de la réalité. De par son encadrement pédagogique, son soutien moral, ses suggestions, ses critiques, il est, sans nul doute, celui qui a le plus contribué au parachèvement de cette tâche aussi fastidieuse qu'exaltante qu'est la réalisation d'un projet d'électrification.

J'adresse aussi mes plus sincères remerciements à Monsieur PIERRE BENOIT GUEYE, ingénieur électricien, chef équipement des réseaux de la SENELEC qui, malgré ses multiples charges, a toujours marqué son intérêt au projet à travers le soutien multiforme aussi bien technique que matériel qu'il a manifesté à notre égard.

Je ne saurai oublier Messieurs BALLE DIOUF, agent de la SAED à CAS-CAS et IBRAHIMA ABOU N'GUETTE, ingénieur civil au ministère de l'Urbanisme et de l'Habitat qui ont eu l'amabilité de me procurer toutes les données techniques dont j'avais besoin.

J'associe, enfin, à ces remerciements, tous ceux qui, sous quelque forme que ce soit, ont contribué à la réalisation de ce projet.

## TABLE DES MATIERES

	<u>PAGES</u>
Sommaire.....	i
Remerciements.....	ii
Table des matières.....	iii
Liste des tableaux.....	viii
Liste des figures.....	ix
Liste des symboles.....	x
Liste des annexes.....	xi
<u>INTRODUCTION</u> .....	1
<u>CHAPITRE I: DESCRIPTION DE LA ZONE</u>	
1-1 CONDITIONS CLIMATIQUES ET GEOGRAPHIQUES.....	4
1-2 CONFIGURATIONS DES VILLAGES.....	4
1-3 POPULATION.....	5
1-3-1 DEMOGRAPHIE.....	5
1-3-2 ACTIVITES SOCIO-ECONOMIQUES.....	5
1-4 TYPE D'HABITATS.....	7
1-5 INFRASTRUCTURES EXISTANTES.....	7
1-6 RAISONS DU CHOIX DU SITE.....	8
<u>CHAPITRE II: EVALUATION DES CHARGES</u> .....	9
<u>CHAPITRE III: APERCU SUR LES DIFFERENTS TYPES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION MT</u>	
3-1 OPTIMISATION DU RESEAU MT.....	13
3-1-1 RESEAU DE DISTRIBUTION MT A NEUTRE NON-DISTRIBUE.	
3-1-2 RESEAU DE DISTRIBUTION MT A NEUTRE DISTRIBUE....	14
3-1-2-1 SYSTEME MALT.....	17

3-1-2-2	IMPACT D'UNE ALIMENTATION MONOPHASE SUR LES ABONNES MT OU BT.....	18
3-2	SELECTION DES TYPES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION MT.	18
<u>CHAPITRE IV:    CHOIX DE LA MEILLEURE CONFIGURATION DU RESEAU MT</u>		
4-1	CRITERES TECHNICO-ECONOMIQUES DE CHOIX.....	21
4-1-1	COUT DES LIGNES AERIENNES.....	21
4-1-2	COUT DE TRANSPORT DU DIESEL OIL.....	24
4-2	VARIANTES POSSIBLES DES STRUCTURES TOPOLOGIQUES DU RESEAU MT.....	24
4-3	CHOIX DE LA MEILLEURE VARIANTE.....	32
<u>CHAPITRE V:    CALCULS ELECTRIQUES DU RESEAU</u>		
5-1	SPECIFICATIONS DES OUVRAGES DU RESEAU.....	36
5-1-1	SPECIFICATIONS DES CONDUCTEURS ET DES LIGNES....	36
5-1-2	SPECIFICATIONS DES TRANSFORMATEURS.....	37
5-2	DETERMINATION DE LA PUISSANCE DES TRANSFORMATEURS	
5-3	DETERMINATION DE LA SECTION DES CONDUCTEURS.....	40
5-4	ETUDE DU RESEAU SELON LE SYSTEME TRIPHASE TRADITIONNEL.....	43
5-4-1	CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU MT.....	43
5-4-2	CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT.....	43
5-4-2-1	DETERMINATION DES PUISSANCES DES TRANSFOS....	43
5-4-2-2	DETERMINATION DES SECTIONS DES CONDUCTEURS..	45
5-5	ETUDE DU RESEAU SELON LA DISTRIBUTION BIPHASEE....	46
5-5-1	CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU MT.....	46
5-5-2	CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT.....	47
5-5-2-1	DETERMINATION DES PUISSANCES DES TRANSFOS....	47

5-5-2-2	DETERMINATION DES SECTIONS DES CONDUCTEURS..	49
5-6	ETUDE DU RESEAU SELON LE SYSTEME MALT.....	51
5-6-1	CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU MT.....	51
5-6-2	CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT.....	51
5-6-2-1	DETERMINATION DES PUISSANCES DES TRANSFOS..	51
5-6-2-2	DETERMINATION DES SECTIONS DES CONDUCTEURS.	54

CHAPITRE VI:    CALCULS MECANIQUES DU RESEAU

6-1	CALCULS MECANIQUES DES CONDUCTEURS.....	62
6-1-1	CARACTERISTIQUES DES CABLES POUR LIGNES AERIENNES.....	62
6-1-2	BUT DES CALCULS.....	62
6-1-3	CONDITIONS DE POSE DES CONDUCTEURS.....	62
6-1-3-1	HYPOTHESES REGLEMENTAIRES.....	62
6-1-3-2	HYPOTHESE RELATIVE AUX VIBRATIONS.....	63
6-1-3-3	SPECIFICATIONS DE LA SENELEC.....	63
6-1-4	CALCUL DES TENSIONS ET FLECHES.....	64
6-1-4-1	METHODOLOGIE.....	64
6-1-4-2	CHOIX DES SECTIONS PAR CALCULS MECANIQUES.	67
6-2	CALCULS MECANIQUES DES SUPPORTS.....	68
6-2-1	EFFORTS APPLIQUES AUX SUPPORTS DES LIGNES.....	68
6-2-2	EFFORTS DISPONIBLES SUR LES POTEAUX EN BOIS...	70
6-2-3	EFFORTS DISPONIBLES SUR LES POTEAUX EN BETON..	70
6-2-4	REDUCTION DE L'EFFORT AU SOMMET.....	71
6-2-5	HAUTEUR DU POTEAU.....	71
6-2-6	CALCUL DES SUPPORTS.....	71
6-3	CALCULS MECANIQUES DES ARMEMENTS.....	74

6-3-1	COMPOSITION D'UN ARMEMENT DE SUPPORT.....	74
6-3-2	CHOIX DES ARMEMENTS MT.....	74
6-3-2-1	DESIGNATION DES ARMEMENTS NAPPE-VOUTE.....	75
6-3-2-2	CALCUL DE L'ARMEMENT NAPPE-VOUTE.....	75
6-3-3	CHOIX DES ARMEMENTS BT.....	78
<u>CHAPITRE VII: SYSTEMES DE PROTECTION DU RESEAU</u>		
7-1	DEFAUTS DU RESEAU.....	79
7-1-1	ORIGINE DES DEFAUTS.....	79
7-1-2	NATURE DES DEFAUTS.....	80
7-1-3	FORME DES DEFAUTS.....	80
7-2	METHODES DE PROTECTION CONTRE LES COURANTS DE DEFAUT.....	80
7-2-1	EMPLACEMENT DE L'APPAREILLAGE DE PROTECTION...	82
7-2-1-1	SYSTEME TRIPHASE TRADITIONNEL.....	82
7-2-1-2	SYSTEME MALT.....	83
7-2-2	ELIMINATION DES DEFAUTS.....	83
7-2-2-1	SYSTEME TRIPHASE TRADITIONNEL.....	83
7-2-2-2	SYSTEME MALT.....	84
7-3	SURTENSIONS.....	85
7-3-1	ORIGINE DES SURTENSIONS.....	85
7-3-2	MOYENS DE PROTECTION CONTRE LES SURTENSIONS ATMOSPHERIQUES.....	85
<u>CHAPITRE VIII: EVALUATION FINANCIERE ET ECONOMIQUE</u>		
8-1	INTRODUCTION.....	87
8-2	COUTS UNITAIRES DES OUVRAGES.....	87
8-2-1	COUTS DES LIGNES 30 KV.....	87



8-2-2	COUTS DES POSTES MT/BT.....	88
8-2-3	COUTS DES RESEAUX BT.....	88
8-2-3	COUT DU GROUPE ELECTROGENE.....	88
8-3	EVALUATION DES COUTS TOTAUX DES OUVRAGES SELON LES DIFFERENTES TECHNIQUES DE DISTRIBUTION.....	90
8-3-1	DISTRIBUTION CLASSIQUE TRIPHASEE.....	90
8-3-2	DISTRIBUTION BIPHASEE.....	90
8-3-3	SYSTEME MALT.....	91
8-4	CHOIX DE LA TECHNIQUE DE DISTRIBUTION.....	92
 <u>CHAPITRE IX: ETUDE DE RENTABILITE</u>		
9-1	INTRODUCTION.....	93
9-2	ESTIMATION DES BENEFICES ET DES DEBOURSES.....	93
9-2-1	ESTIMATION DES BENEFICES.....	93
9-2-2	ESTIMATION DES DEBOURSES.....	94
9-3	RENTABILITE FINANCIERE ET ECONOMIQUE DU PROJET....	94
9-3-1	CALCUL DES CASH-FLOWS ANNUELS.....	94
9-3-2	CALCUL DU TAUX DE RENDEMENT INTERNE ET COMMENTAIRES.....	95
 <u>CHAPITRE X: CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS</u>		
	BIBLIOGRAPHIE.....	101
	ANNEXES.....	102

# LISTE DES TABLEAUX

	<u>PAGE</u>
TABLEAU II.1:EVOLUTION DES CHARGES .....	12
<b>SYSTEME TRIPHASE TRADITIONNEL</b>	
TABLEAUX V.1 TTMT:CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU MT .....	B-1
TABLEAUX V-III-1:CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT DE THIOUBALEI.....	B-2
TABLEAUX V-III-2:CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT DE DIOUDE .....	B-4
TABLEAUX V-III-3:CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT DE FONDE .....	B-6
TABLEAUX V-III-4:CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT DE DOUNGUEL .....	B-7
<b>DISTRIBUTION BIPHASEE</b>	
TABLEAUX V-IV-1: CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT DE THIOUBALE .....	B-8
TABLEAUX V-IV-2:CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT DE DIOUDE .....	B-10
TABLEAUX V-IV-3:CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT DE FONDE .....	B-12
TABLEAUX V-IV-4:CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT DE DOUNGUEL .....	B-13
<b>SYSTEME MALT</b>	
TABLEAUX V-V-1:CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU MT INTERNE DE THIOUBALE	B-14
TABLEAUX V-V-2:CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU MT INTERNE DE DIOUDE	B-17
TABLEAUX V-V-4:CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU MT INTERNE DE DOUNGUEL	B-20
TABLEAUX V-V-1':CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT DE THIOUBALEI.....	B-15
TABLEAUX V-V-2':CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT DE DIOUDE .....	B-18
TABLEAUX V-V-3':CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT DE FONDE .....	B-22
TABLEAUX V-V-4':CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT DE DOUNGUEL .....	B-21
TABLEAU VI-1:CALCUL MECANIQUE DES CONDUCTEURS MT .....	D-1
TABLEAU VI-2:CALCUL MECANIQUE DES CONDUCTEURS BT .....	D-2
<b>SYSTEME TRIPHASE TRADITIONNEL</b>	
TABLEAU VI-3:CALCUL MECANIQUE DES SUPPORTS MT .....	D-3
TABLEAU VI-4:CALCUL MECANIQUE DES SUPPORTS BT .....	D-4
<b>SYSTEME MALT</b>	
TABLEAU VI-5:CALCUL MECANIQUE DES SUPPORTS MT .....	D-5
TABLEAU VI-6:CALCUL MECANIQUE DES ARMEMENTS .....	D-6

# LISTE DES FIGURES

	<u>PAGE</u>
FIGURE 3-1:RESEAU DE DISTRIBUTION MT A NEUTRE NON-DISTRIBUE .....	15
FIGURE 3-2:RESEAU DE DISTRIBUTION MT A NEUTRE DISTRIBUE .....	16
FIGURE 4-1:VARIANTE 1:CENTRE AUTONOME A CAS-CAS .....	25
FIGURE 4-2:VARIANTE 2:CENTRE AUTONOME A MADINA-N'DIATHBE .....	27
FIGURE 4-3-1:TRANSFORMATEUR SIMPLE PHASE BRANCHE PHASE-TERRE .....	29
FIGURE 4-3-2:DIVISEUR CAPACITIF ENTRE UNE PHASE ET LA TERRE .....	30
FIGURE 4-3-3:DIVISEUR CAPACITIF ENTRE LE FIL DU NEUTRE ET LA TERRE .....	31
FIGURE 5-2:RESEAU BT AVEC TRIPHASE CLASSIQUE DE THIOUBALEL .....	56
FIGURE 5-3:RESEAU BT AVEC TRIPHASE CLASSIQUE DE DIOUDE .....	57
FIGURE 5-4:RESEAU BT AVEC TRIPHASE CLASSIQUE DE FONDE .....	58
FIGURE 5-5:RESEAU BT AVEC TRIPHASE CLASSIQUE DE DOUNGUEL .....	59
FIGURE 6-1:RESEAU BT DE THIOUBALEL AVEC SYSTEME MALT .....	60
FIGURE 6-2:RESEAU BT DE DIOUDE AVEC SYSTEME MALT .....	61

# LISTE DES ANNEXES

	<u>PAGE</u>
ANNEXE A:CARTE DE L'ILE A MORPHIL •.....	103
ANNEXE B:CALCULS ELECTRIQUES DU RESEAU .....	108
ANNEXE C:CARACTERISTIQUES DES CABLES POUR LIGNES AERIENNES	132
ANNEXE D:CALCULS MECANIKES DU RESEAU .....	136

## INTRODUCTION

L'électrification rurale joue un rôle considérable dans le développement rural tant sur les plans démographique et économique que social. Elle conserve un fort impact au plan politique et il est difficile d'imaginer un développement rural, sans les services que permet l'électricité. La communication, un éclairage de qualité, la mise en place d'une chaîne de froid, la généralisation de la force sont, sinon impossibles, du moins difficiles sans électricité.

Malgré l'importance de ce rôle, l'électrification rurale demeure une activité "non rentable" aux yeux des politiques et des dirigeants d'entreprises nationales d'électricité des pays en voie de développement pour qui la rentabilité d'un projet nécessitant un important investissement doit être évidente à court terme.

Les choix techniques qui se posent actuellement en matière d'électrification rurale à ses dirigeants d'entreprise diffèrent beaucoup non seulement sur le plan technique mais aussi sur les coûts importants d'investissements initiaux et sur les charges d'exploitation et d'entretien annuelles.

Les solutions "miracles" n'existent pas, bien sûr, il faut donc chercher des solutions techniques adaptées aux contextes locaux, aux besoins réels des populations rurales ainsi qu'au type d'économie prévalant dans ces territoires.

C'est justement, dans cette optique, que nous avons décidé, en collaboration avec la SENELEC, de mener une étude comparative des différents systèmes de distribution connus, dans une zone rurale dont le choix ne relève pas du hasard: il s'agit de l'Ile à MORPHIL,

bande de terre située à l'extrême NORD du SENEGAL, entourée par le fleuve SENEGAL et son affluent le DOUE.

Notre projet d'électrification se tient en dix chapitres. Le premier traite de la description de la zone d'étude: des conditions climatiques et géographiques, en passant par les activités socio-économiques jusqu'au type d'habitats; toutes choses importantes dans la définition d'un projet d'électrification. Comme le point de départ de toute planification sur les réseaux est la connaissance des charges qu'ils transitent, le chapitre II en est consacré. Le chapitre III passe en revue les différentes techniques de distribution qu'on aura à comparer. Dans le chapitre IV, il s'agira de déterminer le mode d'alimentation le plus approprié selon l'emplacement de la source d'électricité. Une fois déterminée la configuration du réseau MT, le chapitre V abordera le dimensionnement proprement dit du réseau dans son volet électrique. Le chapitre VI traitera, quant à lui, de son volet mécanique. Mais, dans un projet d'électrification, il ne suffit pas d'installer les ouvrages, il faut songer aussi à leur protection; c'est ce que nous tenterons de faire au chapitre VII. Comme pour tout projet, le nôtre n'aurait aucun sens sans une évaluation économique et financière pour s'assurer de sa faisabilité, surtout quand on sait que les impossibilités techniques ne sont souvent que des impossibilités économiques. Le chapitre VIII traite de ce sujet tout en donnant le type de distribution le moins onéreux. Dans le chapitre IX, on y traitera de la rentabilité du projet en tenant compte de certains facteurs généralement oubliés par les planificateurs: les effets

induits et les gains de productivité liés à l'électrification rurale. Enfin, le chapitre X fera place à la conclusion et aux recommandations formulées à l'égard de tous ceux qui sont intéressés de près ou de loin par notre projet.

## **CHAPITRE I**

## **DESCRIPTION DE LA ZONE**

### **1-1 Conditions climatiques et géographiques**

(voir carte de la zone sur annexe A)

L'Ile à MORPHIL est la bande de terre d'une superficie à peu près égale à 1152 km<sup>2</sup> coïncée entre le fleuve SENEGAL et son affluent le DOUE. L'Ile renferme à son sein des territoires partiels des trois arrondissements: N'DIOUM, CAS-CAS et SALDE (département de PODOR, région de SAINT-LOUIS).

C'est une région qui a longtemps subi les aléas climatiques, surtout la sécheresse; malgré cela elle apparaît comme l'un des futurs greniers du SENEGAL grâce à l'agriculture irriguée et mécanisée. C'est un vent chaud et sec (l'harmattan) qui souffle dans le plus gros du temps. La zone n'est pas foudroyée. La température descend rarement en dessous de 30°C.

Le relief est caractérisé par des plateaux très étendus mais aussi par des bas-fonds: zones de prédilection des cultures du WALO et de contre-saison.

### **1-2 Configuration des villages**

Ce qui fait la particularité de l'Ile, c'est la répartition géographique de ces villages et hameaux: ils sont tous alignés le long du fleuve SENEGAL, à la frontière avec la MAURITANIE.

Cette topologie des localités laisse présager un mode d'électrification particulier.

L'Ile regroupe plus d'une trentaine de localités des trois arrondissements cités ci-dessus. La distance moyenne inter-localité



est de 4 km. Actuellement, les grands périmètres irrigués de riz et de maïs ont fait que les villages se touchent presque.

### **1-3 Population**

#### **1-3-1 Démographie**

Parmi la trentaine de villages de l'Ile, seuls seize (16) villages de l'arrondissement de CAS-CAS sont concernés par notre étude.

La population totale de ces seize (16) localités est estimée à 17.500 habitants. L'éthnie principale est les TOUCOULEURS. Il y'a également les PEULHS qui sont en général des nomades.

La densité moyenne tourne autour de trente-trois (33) habitants au km<sup>2</sup>. Le taux de croissance de la population n'est pas loin de la moyenne nationale (3%) qui est le taux officiel de planification.

#### **1-3-2 Activités socio-économiques**

\* **Agriculture:** La principale activité économique de la population est l'agriculture. Elle occupe plus de 90 % de celle-ci et plus de 90 % du temps de travail lui est consacré.

La riziculture reste prédominante. Viennent ensuite les cultures de décrue (WALO), le maraîchage, etc...

Selon les informations recueillies auprès de l'agence de vulgarisation de base de la SAED à CAS-CAS, le rendement moyen à l'hectare est de:

- 5.5 tonnes pour le riz.
- 2.5 à 3 tonnes pour le maïs.
- 2 tonnes pour les céréales (mil, sorgho).
- 35 à 60 tonnes pour les tomates.
- 45 à 50 tonnes pour les oignons.

Il faut noter que l'agriculture n'attend qu'à être modernisée, la population, quant à elle, est fortement attachée à ses traditions agricoles.

Dans la perspective de l'après-barrage, la zone est promise à un développement économique indéniable à condition que l'on sache tirer profit des potentialités énormes que recèlent les terres fertiles du delta du fleuve SENEGAL.

**\* Elevage, pêche et artisanat:**

Ce sont d'autres activités économiques qui occupent une place non négligeable dans la vie des populations.

L'élevage est surtout pratiqué par les PEULHS.

Le cheptel de la région est l'un des plus importants du pays malgré les effets néfastes de la sécheresse.

La pêche pratiquée par les THIOUBALOS constitue la principale source de revenus de cette classe.

L'artisanat est également très actif: les corps de métier tels que les forgerons (waylubé), les tisserands (sagnobé), les bûcherons (lawbé), les potiers (mabubé), les cordonniers (sakébé) survivent malgré l'usure du temps.

**\* Apports des émigrés:**

Une autre source de revenus très importante à souligner, est l'apport considérable des nombreux fils du terroir partis à l'étranger pour gagner leur vie.

Les sources postales nous indiquent que des masses substantielles d'argent sont, chaque année, envoyées par les émigrés aux parents restés au pays. De par leurs investissements dans tous les

domaines (agriculture, infrastructures sociales, scolaires, médicales, hydrauliques, mosquées, etc...), les émigrés contribuent réellement au mieux-être de la population.

Tous ces facteurs réunis font que la population de l'Ile à MORPHIL connaît un niveau de vie enviable malgré le cycle infernal de la sécheresse qui s'abat sur la région depuis déjà des décennies.

#### **1-4 Type d'habitats:**

Dans un passé récent, la majeure partie des habitations était construite en banco, mais depuis quelques années, grâce aux émigrés qui n'ont négligé non plus leurs cadres de vie, la tendance est à <<l'endurement>> des maisons. Actuellement, 60% à peu près des habitations sont en dur et cette évolution se maintiendra aussi longtemps que les fils du terroir expatriés ramèneront le fruit de leur labeur.

Un <<foutanké>>, pour peu qu'il amasse une certaine somme d'argent, préfère quitter la concession parentale, pour construire sa propre maison en dur à la périphérie du village (sinthiane). C'est justement ce phénomène qui est à l'origine de l'urbanisation de la zone.

#### **1-5 Infrastructures existantes:**

Dans toute localité, les plus petites infrastructures qu'on puisse relever, sont la mosquée, la boutique, l'école, le poste de santé.

Dans les plus gros villages (plus de 1000 hbts), il n'est pas rare de remarquer la présence d'un centre d'alphabétisation, d'une maternité, d'un foyer de femmes ou de jeunes, d'un forage, d'un moulin à mil, etc...

A CAS-CAS (chef-lieu d'arrondissement) et à THIOUBALEL, se trouvent les agences de vulgarisation de base de la SAED, qui ont pour mission d'encadrer les paysans dans le cadre du PNVA (programme national de vulgarisation agricole) au niveau des PIV (périmètres irrigués villageois).

La base de CAS-CAS dispose d'ailleurs d'un groupe électrogène de puissance 105 KVA et qui consomme 160 litres de gasoil par jour.

#### **1-6 Raisons du choix du site**

Le choix de l'ILE à MORPHIL comme zone d'étude se tient en trois raisons:

-primo, c'est parce que c'est une zone promise à un bel avenir grâce à l'agriculture (riziculture et maraîchage) qui connaît des avancées significatives malgré le cycle infernal de la sécheresse, donc un pôle de développement qui ne doit pas être privé des bienfaits de l'électricité, fille du bien-être.

-secondo, c'est pour montrer les limites de l'électrification conventionnelle qui consiste à alimenter les localités que par extension des réseaux existants, privant ainsi la majorité que constitue la population rurale de l'un des merveilles de l'humanité.

-tertio, l'enclavement de l'Ile par rapport au réseau interconnecté national, se prête bien à la comparaison de deux techniques de distribution: l'une sans neutre distribué d'inspiration européenne et qu'on trouve généralement en AFRIQUE, l'autre avec neutre distribué largement éprouvé en AMERIQUE DU NORD.

## CHAPITRE II: EVALUATION DES CHARGES

Le point de départ de toute planification sur les réseaux est évidemment la connaissance des charges qu'ils doivent transiter. Comme dans tout projet d'ingénierie, nous allons dimensionner notre réseau électrique en tenant compte des extensions futures d'où l'évaluation des charges dans un long terme.

En ce qui nous concerne, nous avons choisi une durée de vie utile de quinze (15) ans pendant lesquels nous espérons tirer de nos ouvrages tout ce que nous attendions d'eux. Cette évaluation des charges dans quinze (15) ans suppose que l'on ait à notre disposition un outil de prévision à partir des valeurs actuelles. Celui que nous utiliserons est basé sur un modèle mathématique de suite géométrique. En effet, en posant:

NH<sub>0</sub>: population à l'année d'électrification (année de référence)

NH(T): population après T années

T.A: taux de croissance annuelle de la population,

du raisonnement suivant, on déduira la formule mathématique qui nous permettra d'estimer la population de chaque village à l'an T.

An	Population
0	NH <sub>0</sub>
1	NH <sub>0</sub> +TA*NH <sub>0</sub> =NH <sub>0</sub> (1+TA)
2	NH <sub>0</sub> +TA*NH <sub>0</sub> +TA*(NH <sub>0</sub> +TA*NH <sub>0</sub> )=NH <sub>0</sub> (1+2*TA+TA <sup>2</sup> ) =NH <sub>0</sub> (1+TA) <sup>2</sup>

Par récurrence, on tire:

$$NH(T) = NH_0(1+TA)^T$$

NB: En inventoriant les charges dans les infrastructures à partir des puissances nominales des récepteurs qui s'y trouvent, on obtient:

-pour une école: 0.8 KW

-une mosquée:1.2 KW

-une dispensaire=1.0 KW

-un forage=8.8 KW

L'estimation des charges suppose aussi d'autres hypothèses telles que le taux de croissance annuelle de la population, la puissance moyenne consommée par concession (consommation spécifique moyenne annuelle) et le nombre d'habitants par concession.

C'est ainsi qu'on a considéré comme:

-Taux de croissance annuelle de la population=3%

-Consommation spécifique moyenne annuelle=0.8 Kw/concession:elle est obtenue par la somme des puissances nominales des récepteurs utilisés par un ménage moyen (lampes, réfrigérateurs, télévision, radio, etc...)

(1 abonné=1 concession)

-Nombre moyen d'habitants par concession=15 hbts/concession

(une concession comprenant 4 ou 5 bâtiments)

Notons: CPA=charge par abonné=0.8 Kw

Ch:charge à l'an T en KW.

Le nombre d'abonnés ou de concessions à l'an T est:

$$NA(T) = NHO(1+TA)^T / 15$$

$$Ch = CPA * NA(T) = CPA * NHO(1+TA)^T / 15$$

$$Ch = 0.8 * NHO(1.03)^T / 15$$

NB: Cette estimation des charges est basée sur des hypothèses optimistes (chaque chef de famille est considéré comme un potentiel abonné). Cet optimisme est soutenu par le fait qu'au regard des sources de revenus de la population, celle-ci est en mesure de s'acquitter de sa facture d'électricité.

L'évolution de la population et des charges de chaque localité est exposée au tableau II.1.

**TABLEAU II.1**

**TABLEAU D'EVOLUTION DES CHARGES**

ANNEE	DOUNGUEL		BARANGHOL		DIOUDE		OURO-ALPHA		FONDE	
	POP	CHARGE	POP	CHARGE	POP	CHARGE	POP	CHARGE	POP	CHARGE
1992	1269	68.75	267	15.31	1735	92.53	204	10.88	805	42.93
1993	1328	70.83	296	15.78	1787	95.31	210	11.21	829	44.22
1994	1367	72.91	304	16.21	1841	98.17	216	11.54	854	44.55
1995	1409	75.15	314	16.74	1896	101.11	223	11.89	880	46.91
1996	1451	77.38	323	17.22	1953	104.15	230	12.24	906	48.32
1997	1494	79.68	333	17.76	2011	107.27	236	12.61	933	49.77
1998	1539	82.06	343	18.29	2072	110.49	246	12.99	961	51.26
1999	1585	84.53	353	18.82	2134	113.81	251	13.38	990	52.81
2000	1633	87.09	363	19.36	2198	117.22	258	13.78	1020	54.39
2001	1682	89.71	374	19.95	2264	120.73	266	14.19	1050	56.02
2002	1732	92.37	386	20.58	2332	124.36	274	14.62	1082	57.69
2003	1784	95.15	397	21.17	2402	128.09	282	15.05	1114	59.43
2004	1838	98.02	409	21.81	2474	131.93	291	15.51	1148	61.21
2005	1893	100.96	421	22.45	2548	135.88	300	15.97	1182	63.06
2006	1950	103.98	434	23.15	2624	139.98	308	16.45	1218	64.97

ANNEE	BITO		THIOUBALEL		SOURAYE		ABDALLAH		THILLA	
	POP	CHARGE	POP	CHARGE	POP	CHARGE	POP	CHARGE	POP	CHARGE
1992	529	28.21	2195	117.07	531	28.32	714	38.08	322	17.17
1993	545	29.06	2261	120.58	547	29.17	735	39.22	331	17.68
1994	562	29.93	2329	124.19	563	30.04	757	40.39	341	18.22
1995	578	30.83	2398	127.92	580	30.94	780	41.61	352	18.76
1996	596	31.75	2470	131.76	598	31.67	804	42.86	362	19.33
1997	614	32.71	2544	135.71	616	32.82	828	44.15	373	19.91
1998	632	33.69	2621	139.78	634	33.81	852	45.47	384	20.51
1999	651	34.69	2699	143.98	653	34.82	878	46.83	396	21.12
2000	670	35.74	2780	148.29	673	35.87	904	48.24	408	21.75
2001	691	36.81	2864	152.75	693	36.94	932	49.68	420	22.41
2002	711	37.92	2950	157.33	714	38.05	960	51.17	432	23.08
2003	733	39.05	3038	162.05	735	39.19	988	52.71	445	23.77
2004	755	40.22	3129	166.91	757	40.37	1016	54.29	459	24.48
2005	777	41.43	3223	171.91	780	41.58	1048	55.96	473	25.22
2006	800	42.71	3320	177.07	803	42.84	1080	57.59	487	25.96

ANNEE	SARE-SOUKI		GUIRO		SIOURE-THIAMBE		BOKI		WALALDE	
	POP	CHARGE	POP	CHARGE	POP	CHARGE	POP	CHARGE	POP	CHARGE
1992	348	18.56	262	13.97	1024	54.61	1263	87.36	1740	92.81
1993	359	19.12	270	14.39	1055	56.25	1301	69.38	1792	95.58
1994	370	19.69	278	14.82	1087	57.94	1340	71.46	1845	98.45
1995	381	20.28	286	15.27	1119	59.68	1381	73.61	1901	101.41
1996	392	20.89	295	15.73	1153	61.46	1422	75.81	1958	104.95
1997	404	21.52	304	16.19	1188	63.31	1465	78.09	2016	107.58
1998	416	22.16	313	16.68	1223	65.21	1509	80.43	2077	110.81
1999	429	22.82	323	17.18	1260	67.16	1554	82.84	2139	114.13
2000	442	23.51	332	17.71	1298	69.18	1600	85.33	2204	117.55
2001	455	24.22	342	18.23	1337	71.25	1649	87.89	2270	121.08
2002	469	24.94	352	18.77	1377	73.39	1698	90.52	2338	124.71
2003	483	25.69	363	19.34	1418	75.59	1749	93.24	2408	128.45
2004	497	26.46	374	19.92	1460	77.86	1801	96.04	2480	132.31
2005	512	27.25	385	20.52	1504	80.21	1855	98.92	2555	136.27
2006	527	28.13	397	21.16	1550	82.64	1911	101.93	2631	140.33

NB: La charge est en KW



**DE RESEAUX DE DISTRIBUTION MT****3-1 Optimisation du réseau MT pour les localités à électrifier:**

Les ressources financières disponibles, pour l'électrification rurale, n'étant pas illimitées, il convient donc de rechercher le type de réseau le mieux adapté aux besoins de manière à pouvoir électrifier le plus grand nombre de localités possibles au moindre coût. L'étude d'optimisation porte principalement sur la sélection du type de réseau de distribution ainsi que sur le choix de la section optimale des conducteurs.

Les deux (2) principaux types de distribution MT utilisés mondialement sont:

-la distribution MT à neutre non-distribué;

-la distribution MT à neutre distribué;

**3-1-1 Réseau de distribution MT à neutre non-distribué**

Pour ce type de distribution, le neutre du réseau MT n'est mis à la terre qu'aux postes source au travers d'une impédance limitant le courant de défaut phase-terre, généralement à 300 A.

Ce type de réseau est couramment utilisé en EUROPE et dans les pays francophones. Pour ce système, les lignes MT d'ossature sont réalisées avec trois conducteurs.

La structure de ce type de distribution est la suivante:

-tronc principal: triphasé classique à trois (3) fils

-dérivation: triphasée classique à trois (3) fils

:monophasée à deux (2) fils entre deux phases

:monophasée à un seul conducteur avec retour par  
la terre (SWER)

La figure 3-1 montre cette technique de distribution.

### **3-1-2 Réseau de distribution MT à neutre distribué**

Pour ce type de distribution, le neutre du réseau MT est mis à la terre régulièrement, à tous les 300 m, tout au long de la ligne MT d'ossature. Ce type de réseau est généralisé en AMERIQUE du NORD (système MALT); la configuration des réseaux ruraux justifiant la mise en commun du neutre MT avec le neutre BT. Les lignes MT d'ossature sont réalisées avec quatre (4) conducteurs (3 conducteurs de phase +1 neutre).

La structure de ce type de distribution est la suivante:

-tronc principal: triphasé à quatre (4) fils

-dérivation: triphasée à quatre fils

:monophasée à deux fils entre une phase et le  
neutre

:monophasée à un seul conducteur avec retour par  
la terre (SWER)

La figure 3-2 schématise cette technique de distribution.

Dans ce système, il est impossible d'avoir une détection de terre sensible. Les charges étant branchées phase-neutre-terre, il devient impossible de faire une distinction entre un courant de fuite causé par un mauvais équilibrage des charges et un courant de défaut à la terre résistant. Dans ce type de technique, le courant de défaut à la terre doit nécessairement être élevé, afin de limiter les surtensions appliquées aux charges branchées phase-neutre et

FIGURE 3-1: RESEAU MT A NEUTRE NON DISTRIBUI

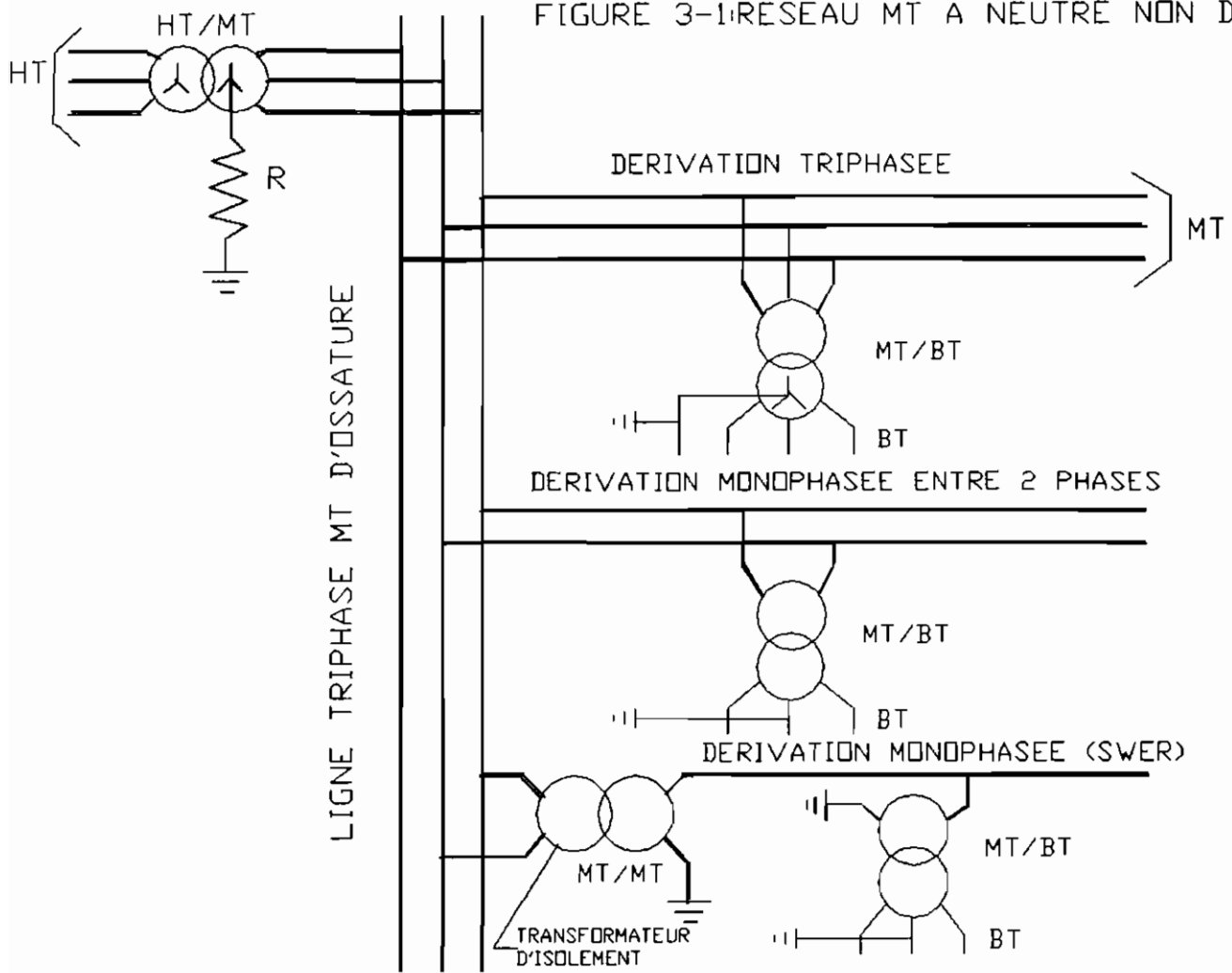
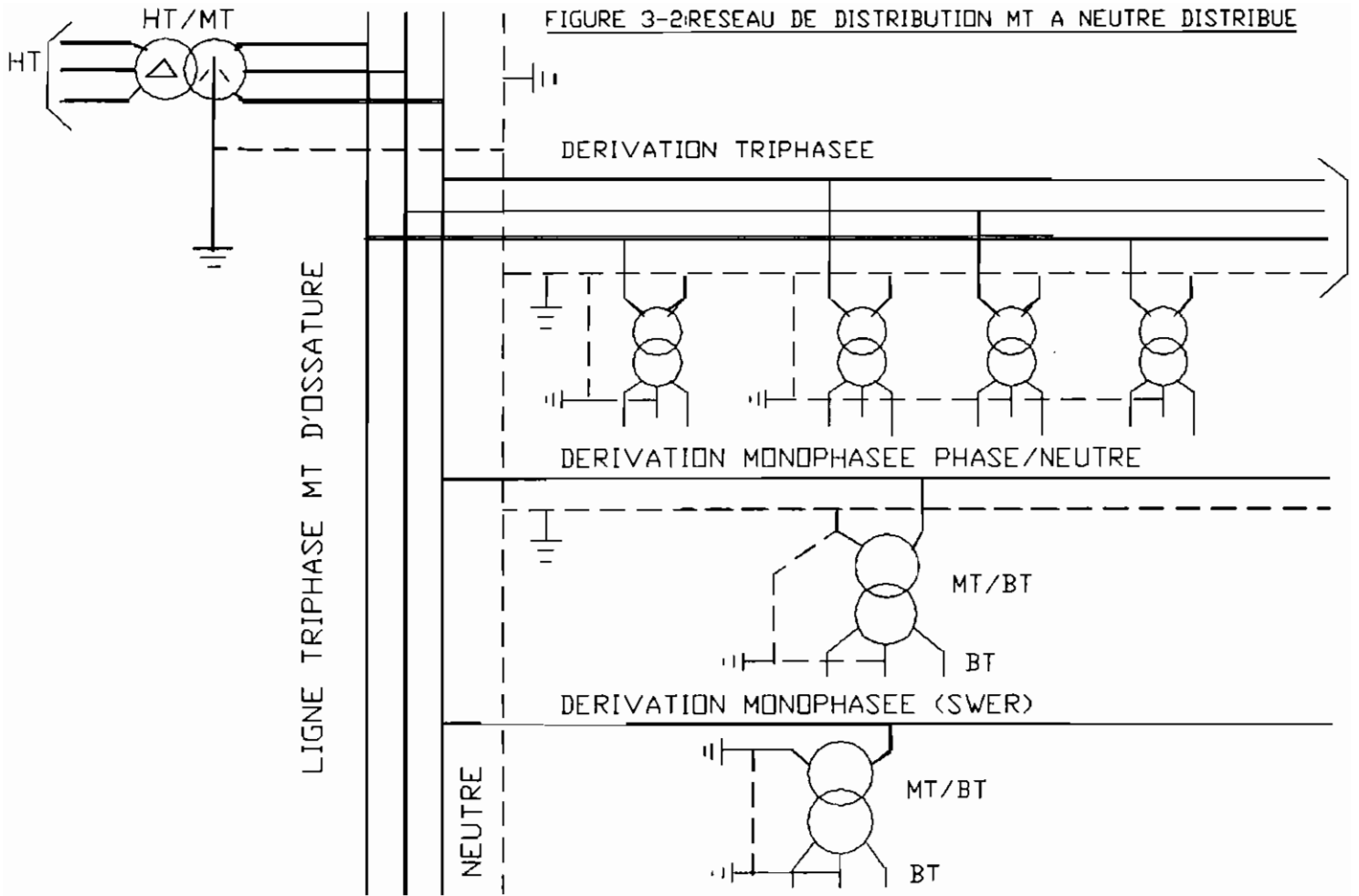


FIGURE 3-2: RESEAU DE DISTRIBUTION MT A NEUTRE DISTRIBUE



d'assurer un bon fonctionnement des fusibles sur les défauts phase-terre, si on tient à prendre avantage de l'élimination sélective de ces défauts que permettent les fusibles.

### 3-1-2-1 Système MALT

Comme précisé dans le paragraphe précédent, le réseau de distribution MALT est un réseau triphasé 4 fils effectivement mis à la terre. Le quatrième fil est le neutre.

Les relations qui fixent la mise effective à la terre sont:

$$0 < X_0 / X_d < 3 \text{ et } 0 < R_0 / X_d < 1$$

avec  $R_0$ : résistance homopolaire du réseau

$X_0$ : réactance homopolaire du réseau

$X_d$ : réactance directe du réseau

Ces relations sont suffisantes mais pas nécessaires. De ce fait, il résulte ce qui suit:

- Possibilité de distribution monophasée par suite de l'existence du fil neutre, d'où diminution du coût des électrifications principalement rurales et ceci d'autant plus que cette technique permet d'amener la MT jusqu'aux portes des usagers. Ainsi le réseau BT devient réduit et les problèmes de chute de tension se trouveront sur la MT uniquement.

- En cas de défaut à la terre, les courants de court-circuit seront plus élevés que dans le système triphasé traditionnel, mais les surtensions apparaissant sur les phases saines restent inférieures à 140 % de la tension nominale.

### **3-1-2-2 Impact d'une alimentation monophasée sur les abonnés BT**

#### **MT**

Dans les zones rurales, l'électricité est utilisée principalement pour les besoins domestiques, l'alimentation en eau et l'éclairage public.

L'utilisation d'une alimentation monophasée pose le problème de la disponibilité des moteurs 220 V, monophasés, 50 Hz. En effet, ce type de moteur ne s'avère disponible que pour des puissances inférieures à 1 Kw, passé cette limite, il faut utiliser un convertisseur statique monophasé/triphasé afin de pouvoir utiliser des moteurs de conception courante.

Il y'a cependant des constructeurs qui peuvent fournir à la demande, les moteurs de conception classique et de puissance unitaire allant jusqu'à 8 KW.

Au stade actuel du développement de la zone, ces types de moteurs conviendraient. Mais ce problème d'alimentation monophasée en soulève un autre: celui de la conception du réseau monophasé pour être transformable en triphasé. Une étude technico-économique de la STEG (Société Tunisienne d'Electricité et de Gaz) a conclu qu'il est plus avantageux de construire les extensions rurales en monophasé non transformable.

### **3-2 Sélection des types de réseau de distribution MT**

Au SENEGAL, la technique actuellement utilisée est celle à neutre non-distribué avec dérivations triphasées classiques à trois (3) conducteurs de phases, exception faite de la liaison OUROSSOGUI/OREFONDE (région du Fleuve) où il y'a des dérivations

monophasées à deux (2) fils entre deux phases.

Dans le cadre de l'électrification rurale, les longues distances à parcourir et la charge relativement faible, entraînent des dépenses d'investissement considérables par unité de puissance transitée. Il y'a donc lieu de rechercher le type de réseau le mieux adapté aux besoins, tout en respectant l'infrastructure déjà en place, et en évitant, lorsque économiquement justifiable, la diversification du matériel et des techniques.

Afin d'assurer la cohérence des types de distribution choisis, la SENELEC avait procédé à l'optimisation, d'une part, des variantes de la distribution à neutre non-distribué et d'autre part de celles de la distribution à neutre distribué. Pour la SENELEC, étant donné les coûts relatifs des lignes MT et la proportion des dérivations monophasées ne dépassant pas 40% des lignes à construire, il n'est pas judicieux pour la structure de coût utilisé, de recourir à la technique à neutre distribué. En effet, pour elle, il convient de réaliser qu'à quelques exceptions, la nouvelle électrification rurale se fera essentiellement par extensions progressives du réseau MT actuel, par opposition à la création de réseaux MT isolés indépendants et distincts de celui en place. Ainsi donc, il s'avère préférable, tant du point de vue technique qu'économique, de poursuivre la pratique actuellement en vigueur, soit la technique à neutre non-distribué (réseau triphasé classique à trois (3) fils avec dérivations triphasées à trois (3) conducteurs de phase.

Mais, en ce qui nous concerne, l'Ile à MORPHIL étant isolée par rapport au réseau interconnecté, il convient donc, dans le même souci

d'optimiser le réseau, d'étudier d'autres types de distribution. C'est ainsi que, pour la technique à neutre non distribué, en plus de la dérivation classique à trois (3) fils, on a décidé d'étudier l'autre variante: la dérivation monophasée à deux (2) fils entre deux phases comme la liaison OUROSSOGUI/OREFONDE qui, à maints égards, doit présenter des caractéristiques très proches de celle qui nous intéresse.

Aux fins de comparaison avec la technique de distribution à neutre non-distribué, notre étude portera également sur le réseau de distribution MT à neutre distribué avec dérivation monophasée à deux fils entre une phase et le neutre.



## **CHAPITRE IV: CHOIX DE LA MEILLEURE CONFIGURATION**

### **DU RESEAU MT**

Pour la sélection du tracé du réseau MT le plus adapté tant du point de vue économique que technique, on va considérer le système triphasé traditionnel comme système de transport et de distribution MT. Il est évident que si une variante de configuration du réseau MT avec distribution classique triphasée est plus appropriée qu'une autre, elle l'est également pour les autres types de distribution MT. Etant entendu qu'on utilisera la même technique de distribution pour tout le réseau.

#### **4-1 Critères technico-économiques de choix du meilleur tracé du réseau MT**

Le choix de telle ou telle autre variante sera basée sur une évaluation comparative des coûts engendrés par celle-ci.

Nous prendrons en compte le coût des lignes aériennes composé du coût de construction et du coût d'exploitation de ces lignes.

Le coût de transport du DIESEL oil entre DAKAR et chacune des centrales autonomes sera aussi déterminant dans la sélection des projets.

##### **4-1-1 Coût des lignes aériennes**

4-1-1-1 Le coût de construction des lignes dépend beaucoup de la nature des terrains traversés.

Dans une étude générale, on ne peut que raisonner que sur un coût moyen, défini par des prix kilométriques.

Ce prix du kilomètre de ligne comprend des prix: des supports

(poteaux), des ancrages nécessaires à leur bonne tenue, du levage de ces supports, des isolateurs, des accessoires de suspension, des conducteurs et de leur tirage, auxquels il faut ajouter le coût des études du tracé, des contrôles et des droits de passage.

On comprend alors que le coût kilométrique puisse être mis sous la forme de trois termes:

-l'un dépendant de la section  $S$  du conducteur directement ou par l'influence de cette section sur les caractéristiques des supports qui ont à en résister au poids et aux efforts dus au vent;

-l'autre dépendant de la tension  $U$ , qui détermine les espacements entre phases et au sol et les longueurs des chaînes des isolateurs et donc les dimensions des supports;

-un autre enfin indépendant de  $S$  et de  $U$ .

On constate en effet que le coût kilométrique d'une ligne peut s'écrire:  $L=L_0+L_1U+L_2S$ .

Cette formule ne peut évidemment être qu'approximative, elle dépend aussi des matériaux utilisés.

Mais, en ce qui nous concerne, on ne va pas utiliser cette formule théorique, on va se référer tout simplement aux estimations faites par la SENELEC sur les coûts de construction des lignes 30 KV selon le type de support.

**4-1-1-2** Le coût d'exploitation des lignes comprend les dépenses d'entretien et le coût des pertes. Les pertes à prendre en compte sont essentiellement les pertes par effet Joule.

Les différents coûts ainsi définis sont calculables par unité de temps ou généralement par année. Pour les rendre comparables au coût

de construction (de façon à pouvoir raisonner sur eux de la même manière); on sait qu'il suffit de les actualiser et d'en faire la somme sur la durée de vie de l'ouvrage considéré.

On le fera séparément pour les dépenses d'entretien et pour les pertes.

On considère que les dépenses d'entretien sont généralement proportionnelles au coût de construction (elles en représentent 2% à peu près).

Dans un kilomètre de ligne, la puissance perdue par effet Joule (pour les trois phases) est:  $3RI^2 = 3rI^2/S$  W/Km

avec I en A

S en mm<sup>2</sup>

r: résistance d'un conducteur fictif de 1 mm<sup>2</sup> de section et de 1 Km de longueur.

Le coût de ces pertes dépend aussi de:

h: le nombre d'heures de présence de ces pertes;

k: le prix moyen du wattheure de pertes en F CFA.

S'agissant d'un transit permanent, h peut atteindre 8000 heures par an et k se réduit du prix moyen du KWh à la production soit 40 F CFA pour la SENELEC.

$$hk = 8000 \text{ heures/an} * 0.040 \text{ F CFA /Wh} = 320 \text{ heures/an} * \text{F CFA/Wh}$$

La ligne étant construite pour une durée de quinze (15) ans, il faut faire la somme des coûts actualisés des coûts d'exploitation et des pertes sur ces quinze années. La SENELEC a adopté un taux d'actualisation de 12% d'où un facteur d'actualisation de 6.81.

#### **4-1-2 Coût de transport du DIESEL oil**

Comme on l'a dit plus haut, la situation géographique d'un centre autonome par rapport à DAKAR (point de livraison du carburant au niveau national) est un critère important à considérer dans l'évaluation des projets, compte tenu du coût de transport du carburant. Ce coût sera également actualisé pour une durée de quinze (15) ans dans l'évaluation des variantes.

##### **Hypothèses:**

$$y = 18.4 x^{1.1419} \text{ F CFA/tonne}$$

C'est une relation établie par la SENELEC pour estimer le coût de transport d'une tonne de DIESEL en fonction de la distance  $x$  (Km) entre DAKAR et une localité.

Rendement d'un groupe DIESEL=40%

Consommation spécifique du groupe=250 g/Kwh

#### **4-2 Variantes possibles des structures topologiques du réseau MT**

##### **Variante 1: Centre autonome à CAS-CAS**

Selon cette variante, une centrale autonome DIESEL sera implantée à CAS-CAS, chef-lieu d'arrondissement qui est presque situé au barycentre des charges. Le transport de l'électricité se fera en MT jusqu'à chaque localité. La distribution dans celle-ci se fera en BT. Il faudra donc installer dans chaque village un ou plusieurs postes de transformation MT/BT.

Voir configuration du réseau MT sur fig 4-1.

##### **Variante 2: Centre autonome à MADINA N'DIATHBE**

MADINA N'DIATHBE est une localité sise hors de l'Ile, très proche de la route nationale 2 et dont la situation géographique fait qu'elle

WARIANTE 1: CENTRE AUTONOME A CAS-CAS

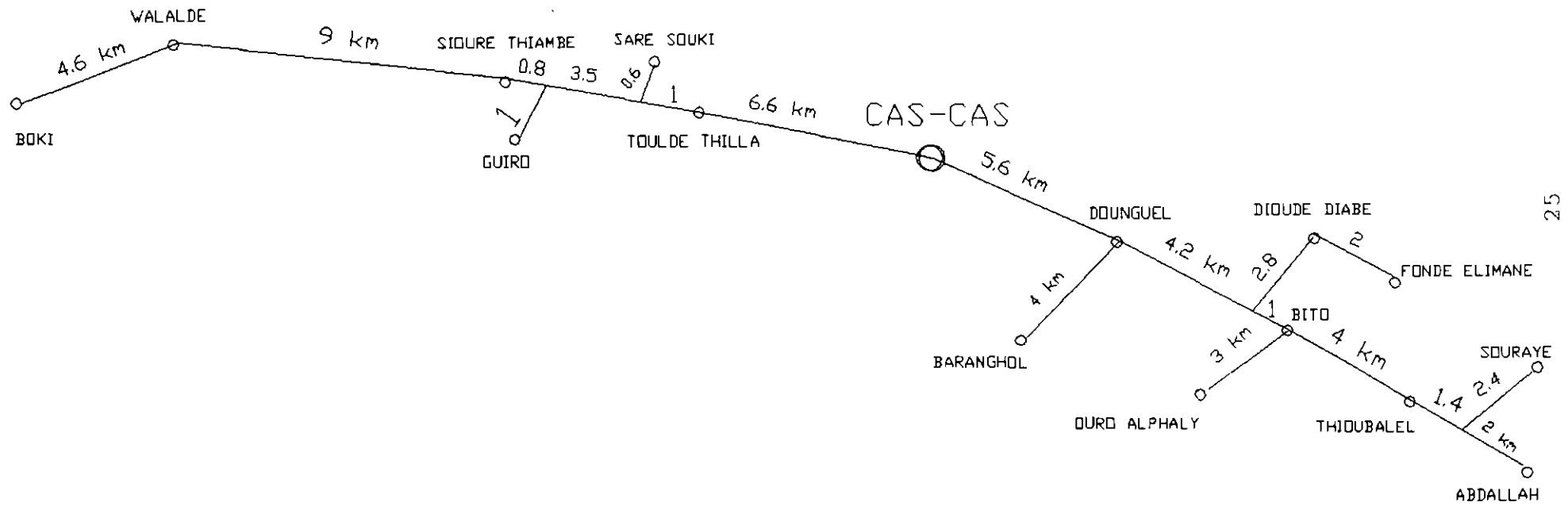


FIGURE 4-1

se trouve à peu près sur la médiatrice de la ligne formée par les seize (16) villages de l'Ile.

Voir configuration du réseau MT sur fig 4-2.

**Variante 3: Alimentation des villages par soutirage d'énergie sur les lignes HT avoisinantes**

Partant de l'objectif gouvernemental en matière d'électrification rurale au SENEGAL; il est urgent de trouver de sérieuses options techniques autres que les classiques centrales DIESEL pour l'alimentation des charges rurales. C'est ainsi que l'alimentation des faibles charges de l'Ile par piquage sur la future ligne HT venant de MANANTALI apparaît salubre. Il existe trois solutions adaptées pour cette application particulière:

**a-Transformateur simple phase branché phase-terre:**

Tel qu'illustré à la figure 4-3-1, cette solution consiste à raccorder un transformateur simple phase branché entre une phase et la terre de la ligne HT avoisinante. Au primaire du transfo (coté HT), l'installation se résume à un sectionneur unipolaire assurant la protection et l'isolation du transfo et à un parafoudre monté à même le transfo. Au secondaire du transfo (coté MT), l'installation se résume à un disjoncteur autonome et un sectionneur d'isolation.

**b-Diviseur capacitif entre une phase et la terre:**

L'utilisation d'un transfo pour soutirer de faibles puissances aux lignes HT (tel que décrit précédemment) est rendu prohibitif par le coût du circuit magnétique et de l'isolation du transfo.

Cependant, une installation du type diviseur capacitif entre une phase et la terre, tel qu'illustré à la fig 4-3-2, pour des raisons

VARIANTE 2: CENTRE AUTONOME A MADINA N'DIAHTBE

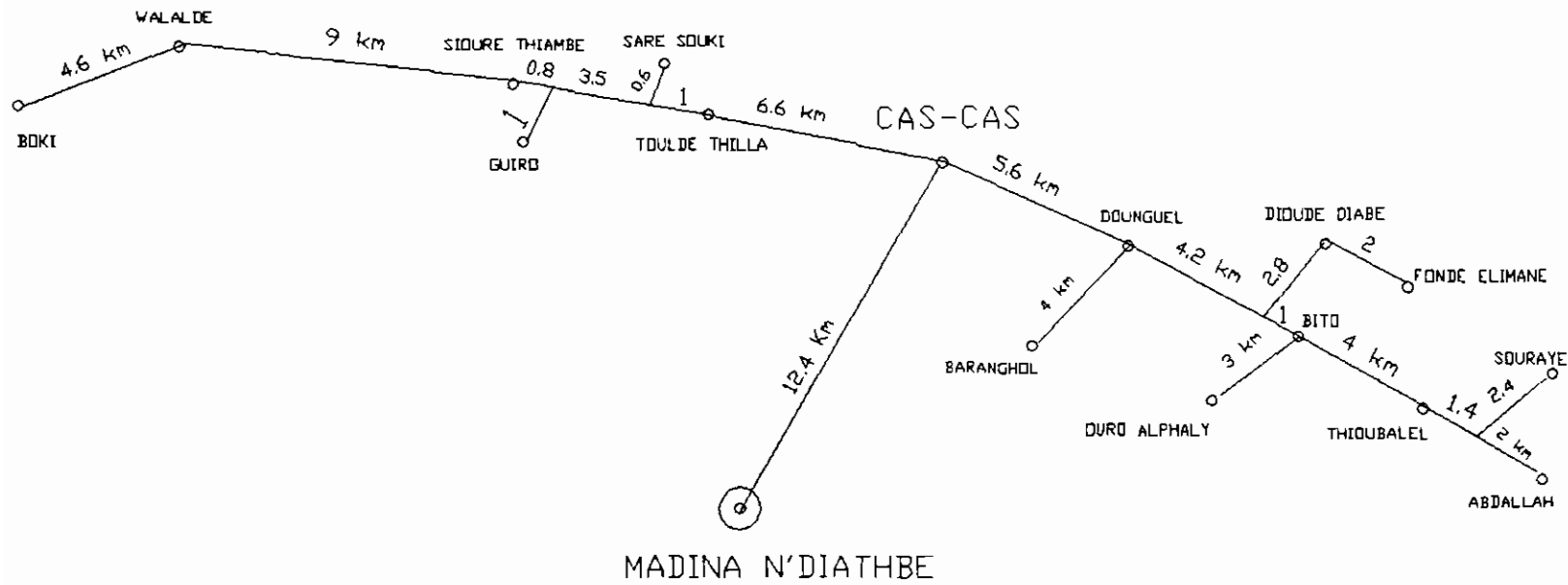


FIGURE 4-2

évidentes de coût, reste la solution la plus appropriée. Néanmoins, cette technique, bien que simple en apparence, pose de sérieux problèmes d'harmonique et de régulation de tension qui oblige d'ajouter plusieurs éléments sophistiqués qui en compliquent l'installation et en diminuent la fiabilité. En outre, pour une telle installation, il convient de réaliser que la puissance disponible est limitée à 150 KVA.

**c-Diviseur capacitif entre le fil du neutre et la terre.**

Cette technique, tel qu'illustré à la fig 4-3-3, consiste à soutirer de l'énergie du fil de garde des lignes HT, en isolant celui-ci des tours sur une certaine longueur. La puissance à soutirer est fonction de la longueur de fil de garde isolé (4 Kw/Km à 330 KV, 8 Kw/Km à 500 KV etc...). Ce type d'installation, pour des raisons d'ordre pratique, ne permet pas de soutirer des puissances supérieures à 100 KVA.

Toutes les limitations d'ordre pratique citées ci-dessus et la valeur de la puissance totale appelée qui dépasse largement la puissance disponible de ces installations (150 KVA), font que cette variante 3 est aussi bien techniquement qu'économiquement fastidieuse, du moins pour une électrification rurale qui doit être la plus optimale possible.

Autrement dit, on exclut cette variante 3 de l'étude relative au choix du meilleur tracé du réseau MT.



FIGURE 4-3-1: TRANSFORMATEUR SIMPLE BRANCHE PHASE-TERRE

CABLE DE GARDE

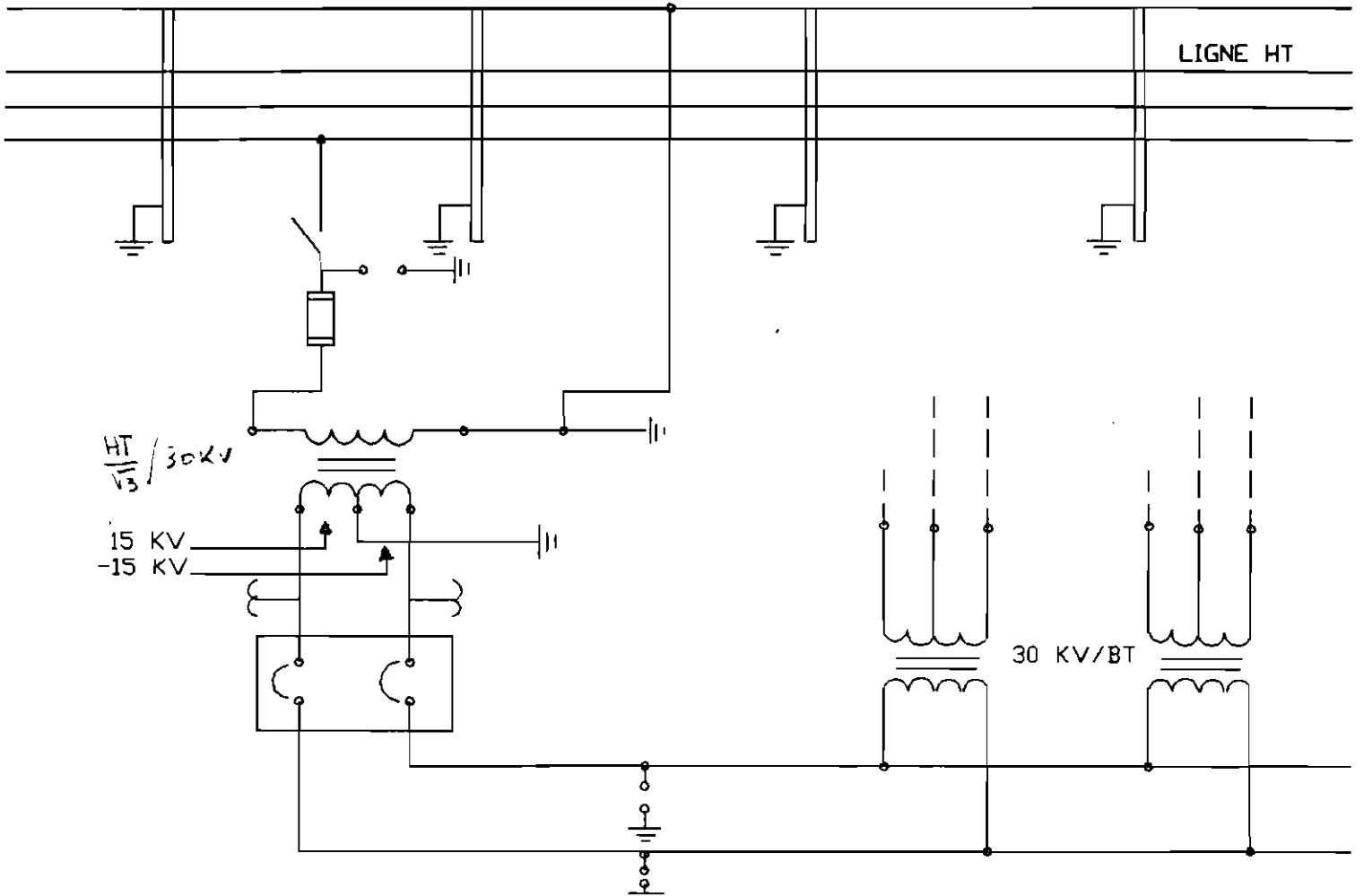


FIGURE 4-3-2-DIVISEUR CAPACITIF ENTRE UNE PHASE ET LA TERRE

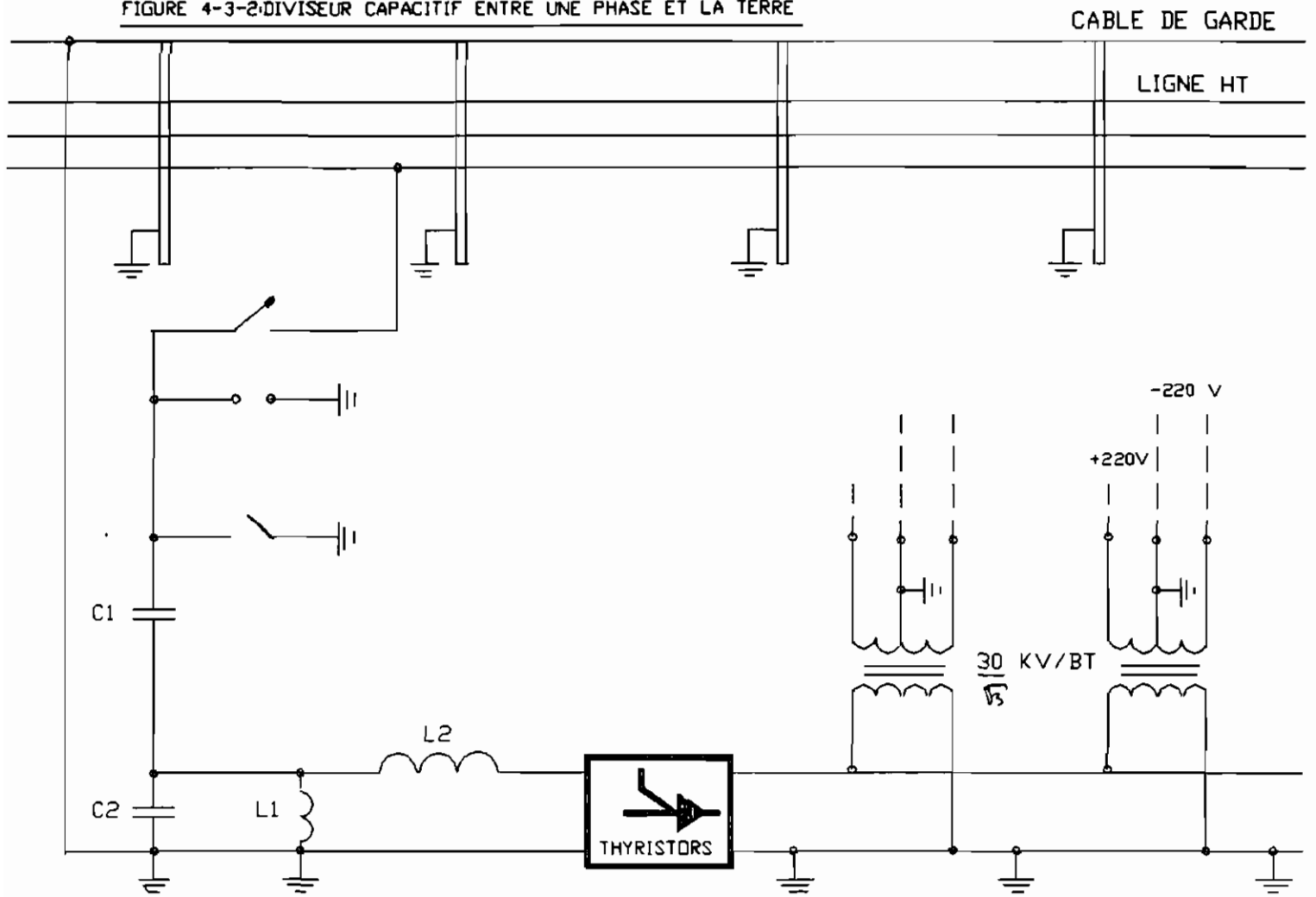
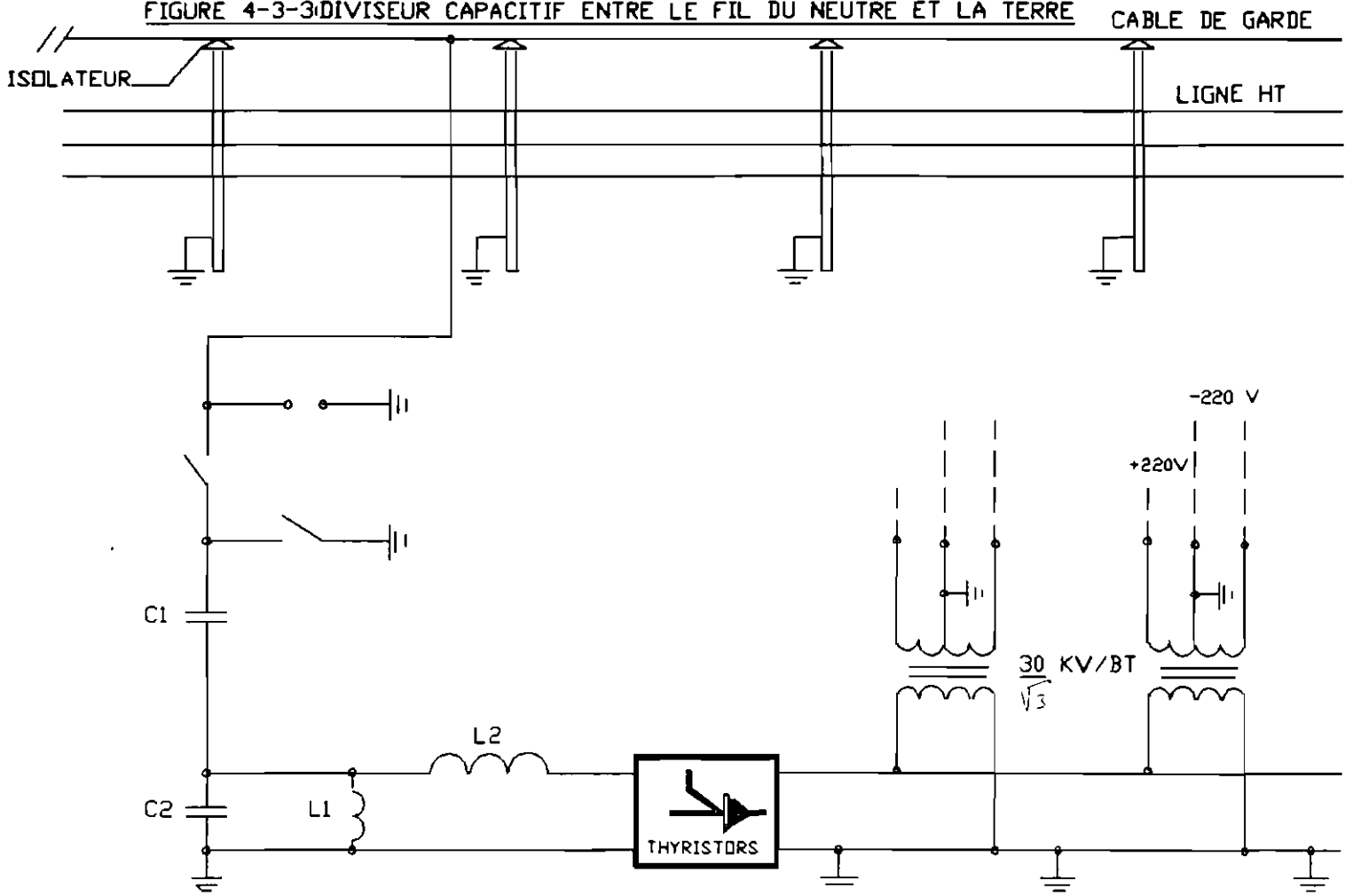


FIGURE 4-3-3 DIVISEUR CAPACITIF ENTRE LE FIL DU NEUTRE ET LA TERRE



#### 4-3 Choix de la meilleure variante

Dans l'évaluation et le choix de deux variantes de projet, il n'est pas nécessaire de tenir compte des coûts des installations similaires de ces deux variantes. En effet, il s'agit d'une comparaison que l'on peut obtenir grâce à une différence des coûts actualisés de ces deux projets.

C'est ainsi que, quel que soit le site du centre autonome et pour une même technique de distribution MT, le réseau BT aura la même structure topologique dans une localité. De même que le réseau MT interlocalité sera indépendant de là où sera implantée la centrale DIESEL. Enfin, il en est ainsi pour les groupes DIESEL et l'équipement annexe dont les coûts d'installation et d'entretien seront les mêmes indépendamment du site du centre autonome.

Donc, pour la variante 1 (centre autonome à CAS-CAS), c'est le coût de transport du DIESEL oil entre MADINA N'DIATHBE et CAS-CAS, actualisé sur une durée de vie utile de 15 ans, qu'on va évaluer, ce coût n'étant pas encouru pour la variante 2.

Pour cette dernière, il s'agit d'estimer le coût des lignes aériennes MT entre MADINA-N'DIATHBE et CAS-CAS, ce coût étant évité pour la variante 1.

Le variante optimale sera, bien sûr, la moins onéreuse.

#### Variante 1: Calcul du coût de transport du DIESEL oil

x: distance entre MADINA N'DIATHBE et CAS-CAS = 12.4 Km

$$y = 18.4x^{1.1419} = 18.4x(12.4)^{1.1419} = 326 \text{ F CFA/tonne}$$

Le tonnage du DIESEL oil consommé est fonction de la puissance nette du groupe électrogène dont l'estimation suppose la

connaissance de la puissance réellement utilisée évaluée à partir des charges BT des abonnés et des facteurs de simultanéité. A ce stade de notre étude, pour trouver la puissance installée, on va multiplier la somme des charges des abonnés BT par le facteur de simultanéité correspondant au plus grand nombre d'abonnés BT, soit 0.40.

Puissance totale appelée en 1992=973.88 KW

=>Puissance installée=973.88\*0.4 KW

Avec un rendement de 40% du groupe, alors la puissance nette de ce groupe est  $973.88 \times 0.4 / 0.4 = 973.88$  KW soit 1000 KW (norme SENELEC).

Consommation spécifique=250 g/Kwh= $250 \times 10^{-6}$  tonne/Kwh

Pour les études paramétriques, la SENELEC utilise une durée moyenne annuelle de fonctionnement des ses centrales autonomes de 3000 heures. Par conséquent, le coût de transport annuel du DIESEL en 1992 s'élève à :

$$250 \times 10^{-6} \frac{\text{tonne}}{\text{Kwh}} \times 1000 \text{ Kw} \times 3000 \text{ h} \times 326 \frac{\text{F CFA}}{\text{tonne}}$$

$$=244500 \text{ F CFA}$$

Avec le facteur d'actualisation égal à 6.81, alors le coût de transport actualisé du DIESEL oil sur 15 ans est :

$$244500 \times 6.81 = 1665045 \text{ F CFA}$$

#### Variante 2: Estimation du coût du tronçon MT MADINA-CAS-CAS:

##### a- Coût de construction

Dans le cadre de l'électrification rurale, les études de la SENELEC préconisent une ligne triphasée 3x34.4 Almélec sur supports d'acier pour les lignes MT d'ossature. Le coût de construction d'un kilomètre de cette ligne est estimé à 8530000 F CFA.

Soit pour 12.4 Km, un coût de construction égal à  
 $8530000 \times 12.4 = 105.772.000$  F CFA .

**b-Coût d'exploitation:**

\*Coût d'entretien = 2% coût de construction =  $0.02 \times 105.772.000$  F CFA  
= 2.115.440 F CFA

\*Coût actualisé des pertes Joule sur la ligne:

La puissance perdue par effet Joule dans un km de ligne est:

$$3RI^2 = 3rI^2/S$$

Pour une ligne Almelec,  $r = 36$  ohms/mm<sup>2</sup>/Km,  $S = 34.4$  mm<sup>2</sup>.

I est le courant traversant la ligne MT du tronçon MADINA-CASCAS.

$$I = P / \sqrt{3 \times U \times \cos \phi} = 973.88 / (1.732 \times 30 \times 0.85) = 22.05 \text{ A}$$

Le coût d'un Kwh à la production est de 48 F CFA.

S'agissant d'un transit permanent, le nombre d'heures de présence est de 8000 heures par an.

Le coût annuel des pertes Joule par Km est donc égal à:

$$\frac{3 \times 36 \times (22.05)^2 \times W}{34.4 \text{ Km}} \times \frac{0.040 \text{ FCFA} \times 8000 \text{ h}}{\text{Wh}}$$

= 488.464 F CFA/km

Le coût actualisé de ces pertes est:  $6.81 \times 488.464 = 3.326.440$  F/Km;  
soit pour une longueur de 12.4 Km de ligne:

$$3.326.440 \times 12.4 = 41.247.846 \text{ F CFA}$$

Au total, le coût total actualisé de la ligne MT: MADINA-CASCAS est égal à:  $105.772.000 + 2.115.440 + 41.247.846 = 149.135.286$  F CFA

En conclusion, au vu des coûts relatifs engendrés par chaque projet, il est évident que la variante 1 (centre autonome à CAS-CAS) est largement la moins onéreuse donc c'est celle-là qui est retenue.

Après avoir choisi le meilleur tracé du réseau MT alimentant les localités, il reste à dimensionner le réseau (MT et BT) selon les systèmes de distribution MT qu'on avait retenus au CHAPITRE III.

L'enclavement de l'Ile par rapport au réseau interconnecté fait qu'on peut adopter d'autres systèmes d'électrification que ceux en vigueur à la SENELEC. C'est ainsi qu'en plus du système triphasé traditionnel avec dérivation triphasée classique à trois (3) fils, on étudiera aussi ce même système avec dérivation monophasée à deux fils entre deux phases et le système MALT.

Cette méthodologie se justifie par le souci d'adopter la meilleure technique de distribution grâce à une évaluation comparative de ces trois types de distribution du point de vue technique et économique.

En règle générale, en milieu rural, la contrainte de chute de tension est le paramètre dominant dans le choix de la section des conducteurs et cela contrairement au milieu urbain où le paramètre dominant est le taux de charge.

**NB:** Notre projet d'électrification porte sur seize (16)

localités. Vous vous imaginez, sans doute, le nombre de pages que requiert l'étude des réseaux BT de ces localités.

Or, il y'a limitation du nombre de pages d'un rapport de projet de fin d'études. C'est pourquoi, vous trouverez, dans ce rapport, seulement les notes de calculs des réseaux BT de quatre (4) localités types: THIOUBALEL, DIOUDE-DIABE, DOUNGUEL et FONDE.

Les calculs des réseaux des autres localités ont été également faits, mais les résultats de ceux-ci ne figureront pas dans ce rapport.

#### **5-1 Spécifications des ouvrages du réseau:**

Malgré l'isolement de l'Ile par rapport au réseau interconnecté, on est tenu, pour éviter la diversification du matériel et des techniques, d'utiliser pour notre réseau les ouvrages jusque-là adoptés par la SENELEC; en ce qui concerne la distribution classique triphasée. Pour le système MALT, les ouvrages seront choisis en fonction des spécifications d'HYDRO-QUEBEC.

#### **5-1-1 Spécifications des conducteurs et des lignes:**

##### **-Conducteurs:**

Dans les installations électriques rurales, les lignes aériennes constituent l'option communément adoptée. Les conducteurs sont soit en cuivre (pour les anciens réseaux), soit en aluminium ou en almélec. Les conducteurs sont nus pour la MT et isolés puis assemblés en faisceaux pour la BT.

##### **-Lignes:**

\* **Réseau MT:** La tension 30 KV est normalisée à la fois comme tension de répartition et de distribution pour l'électrification rurale.

##### **Lignes 30 KV:**

Tension nominale: 30 KV entre phases

Tension maximale d'opération: 33 KV entre phases

Tension de tenue aux ondes de chocs: 170 KV

Courant de court-circuit maximal symétrique: 12.5 KA



Température maximale des conducteurs, en milieu rural, à une température ambiante de 45°C:70°C

\* **Réseau BT:** Pour l'électrification rurale, à l'intérieur des localités, la SENELEC a normalisé les lignes aériennes pour l'alimentation des abonnés BT, à raison d'un poteau tous les 40 mètres.

Dans le cadre de notre étude, vu la structure topologique des localités (absence de lotissement) et la portée considérée, on supposera qu'en moyenne un poteau BT alimente 6 abonnés (consommation spécifique 0.8 KW).

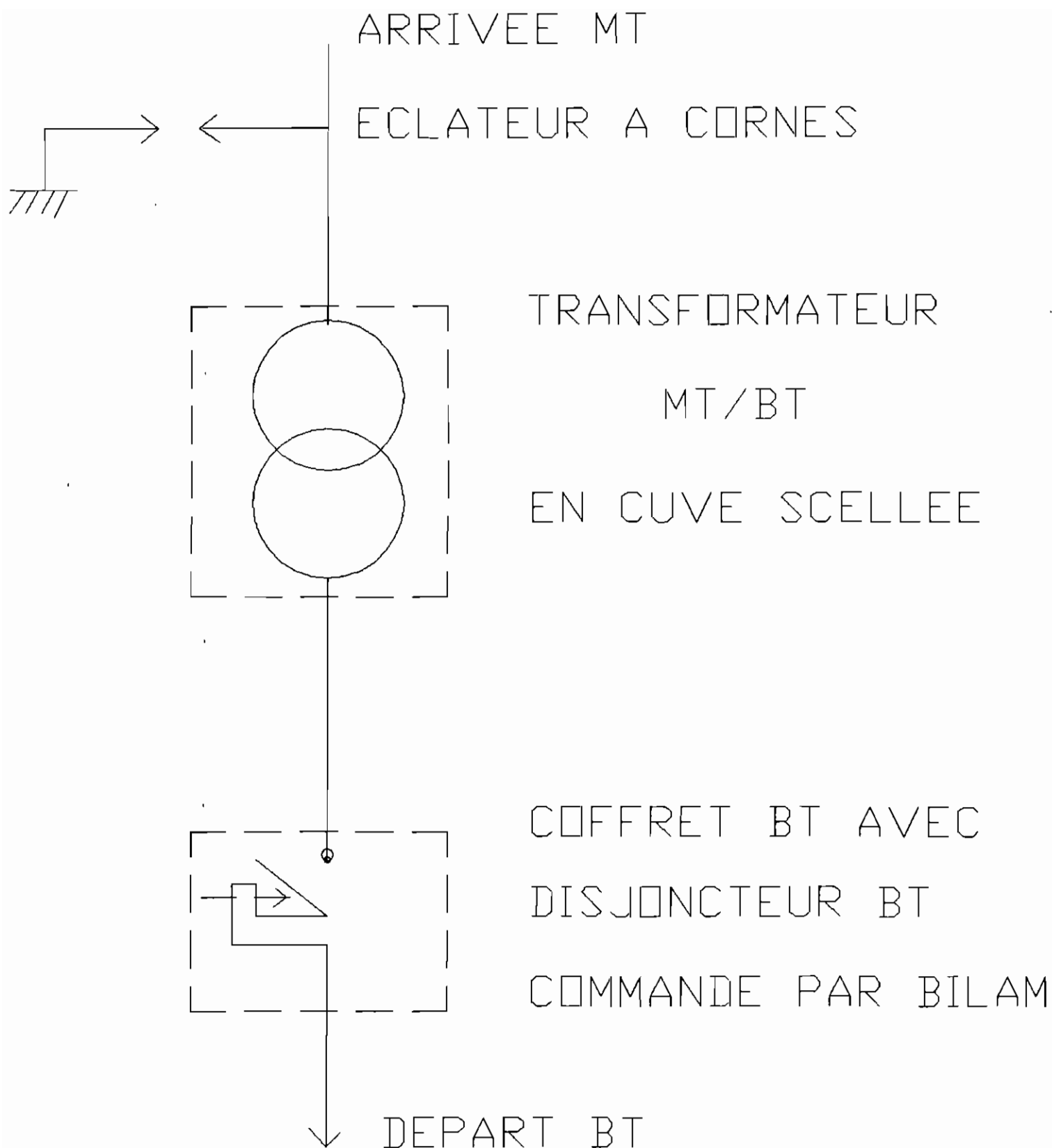
Il a été admis, en outre, que l'éclairage public serait prévu en moyenne à raison d'une lampe à tous les deux (2) poteaux de lignes BT. Les lampes généralement utilisées par la SENELEC sont du type à ballon fluorescent ou du type MAF à néon (220 V) d'une puissance de 100 Watts.

#### **5-1-2 Spécifications des transformateurs**

Pour la distribution publique en milieu rural, la technique des postes aériens (montage H61) a été retenue dans sa version intégrale aussi bien pour les postes trois phases que pour les postes monophasés entre phases. Essentiellement, ce type de poste se compose:

- d'une protection contre la foudre (éclateurs à cornes d'arc);
- d'un transformateur MT/BT;
- d'un disjoncteur BT manoeuvrable à partir du sol;

Voir schéma transfo MT/BT sur la figure A de la page suivante:



**FIGURE A: SCHEMA TRANSFORMATEUR MT/BT**

Dans le cas d'une desserte en triphasée, il a été choisi des transfos MT/BT conventionnels ayant les caractéristiques suivantes:

- .Puissance nominale:25 ,50 et 100 KVA
- .Tension nominale:30 KV/220 V,380 V (B2)
- .Couplage Yzn11
- .Tension de tenue aux chocs:170 KV côté 30 KV
- .Ligne de fuite traversée 30 KV:extra longue
- .Prises hors tension côté 30 KV:2x2 1/2 %

Pour la desserte en monophasée phase-phase, il a été choisi les transfos MT/BT ayant les caractéristiques suivantes:

- .Puissance nominale:25,50 et 75 KVA
- .Tension nominale:30 KV/+220 V,-220 V
- .Tension de tenue aux chocs:170 KV côté 30 KV
- .Ligne de fuite traversée 30 KV:extra longue
- .Prises hors tension côté 30 KV:2x2 1/2 %
- .Nombre de traversées 30 KV:2 avec ligne de fuite extra longue
- .Nombre de traversées BT:3 phases + 1 neutre.

Pour la desserte en monophasée entre une phase et le neutre, nous avons opté pour les transfos monophasés MT/BT ayant les caractéristiques suivantes:

- .Puissance nominale:25,50 et 75 KVA
- .Tension nominale:17.32 KV/220 V
- .Fréquence:50 Hz
- .Isolation classe 150 °C
- .Refroidi par circulation naturelle de l'air.

## 5-2 Détermination de la puissance des transformateurs

### Méthode:

- Calculer l'intensité simultanée dans chaque départ.
- Calculer la somme des intensités des départs.
- Calculer S(KVA) correspondante.

## 5-3 Détermination de la section des conducteurs

### Méthode:

- a- Déterminer à l'aide des tableaux de calcul des réseaux, la section satisfaisant aux conditions de chute de tension imposées.
- b- Vérifier éventuellement, sur le tableau 5-A ci-dessous, si cette section convient au point de vue de l'intensité admissible.

**TABLEAU 5-A**

**INTENSITE ADMISSIBLE EN REGIME PERMANENT POUR UN  
ECHAUFFEMENT DE 40°C**

<u>Section</u> mm <sup>2</sup>	<u>Intensité admissible en Ampères</u>				
	Alumi- nium	Al- mélec	Almélec acier	Alumi- nium	Cuivre acier
7,1 (30/10).....					70
12,6 (40/10).....					100
19,6 (50/10).....					130
22.....		115	100	105	
23,4.....	120				
27,8.....	135	130		125	
29,3.....					170
34,4.....	150	145	125	135	
37,75.....				135	
38,2.....					200
43,1.....	180	170		145	
48,3.....					230
54,6.....	200	190	155	150	
59,7.....		205		155	260
69,3.....	235				
74,9.....					300
75,5.....	250	240		175	
88.....				260	
93,3.....	280	270			350
94,2.....				250	

### Méthode de chute de tension:

En milieu rural, la contrainte de chute de tension est le paramètre dominant dans le choix de la section des conducteurs. Cela s'explique par les longues distances à parcourir pour alimenter de faibles charges.

Cette méthode est basée sur le calcul des moments électriques des conducteurs.

Une chute de tension sur une ligne:

.monophasée donne:  $\hat{\Delta}U=2I(R\cos\phi+lw\sin\phi)$  (1)

.triphasee donne:  $\hat{\Delta}U=\sqrt{3}I(R\cos\phi+lw\sin\phi)$  (2)

avec I: courant circulant dans une phase;

R: résistance du conducteur

lw: réactance inductive du conducteur;

$\phi$ : angle d'utilisation=angle (I,u)

On sait que la puissance transmittant par une ligne:

.monophasée entre deux phases est:  $P=\sqrt{2}UI\cos\phi \Rightarrow I=P/\sqrt{2}U\cos\phi$  (3)

.triphasee est:  $P=\sqrt{3}UI\cos\phi \Rightarrow I=P/\sqrt{3}U\cos\phi$  (4)

Les relations (1) et (2) peuvent alors s'écrire:

$$\hat{\Delta}U=\sqrt{2}(P/U)(R+lw\tg\phi) \quad (5)$$

$$\hat{\Delta}U=P/U(R+lw\tg\phi) \quad (6)$$

Si nous appelons u, la chute de tension en % de U, alors:

$$\hat{\Delta}U=uxU/100 \Rightarrow u=100(\hat{\Delta}U/U)$$

(5) donne:  $u=100\sqrt{2}(P/U^2)(R+lw\tg\phi)$  (7)

(6) donne:  $u=100(P/U^2)(R+lw\tg\phi)$  (8)

En exprimant R et lw en  $\Omega/\text{Km}$ , la longueur L d'un conducteur en Km, les relations (7) et (8) deviennent:

$$u=100\sqrt{2}(PL/U^2)(R+lwtg\phi) \quad (9)$$

$$u=100(PL/U^2)(R+lwtg\phi) \quad (10)$$

Le produit PL s'appelle "moment électrique" et nous le notons M.  
Si en BT, on exprime M en Kw.Km et U en Volts, les relations (9) et (10) deviennent respectivement:

$$u=\sqrt{2}\times 10^5 \times (M/U^2)(R+lwtg\phi) \quad (11)$$

$$u=10^5 \times (M/U^2)(R+lwtg\phi) \quad (12)$$

Si en MT, on exprime M en Mw.Km et U en KV, elles deviennent:

$$u=100\sqrt{2} \times (M/U^2)(R+lwtg\phi) \quad (13)$$

$$u=100 \times (M/U^2)(R+lwtg\phi) \quad (14)$$

Notons  $M_1$ : le moment électrique transporté par une ligne qui donne  $u=1$ .

En BT,  $M_1=(1/\sqrt{2}\times 10^5) \times (U^2/R+lwtg\phi)$  (15) pour une ligne monophasée

$$M_1=(1/10^5) \times (U^2/R+lwtg\phi) \quad (16) \text{ pour une ligne triphasée}$$

avec  $M_1$  en Kw.Km et U en V.

En MT,  $M_1=(1/100 \times \sqrt{2}) \times (U^2/R+lwtg\phi)$  (17) pour une ligne monophasée

$$M_1=(1/100) \times (U^2/R+lwtg\phi) \quad (18) \text{ pour une ligne triphasée}$$

$M_1$  est donné dans les tables donnant les caractéristiques électriques des types de conducteurs usuels.

Pour calculer la chute de tension dans une ligne, il suffit donc d'évaluer le moment électrique M qu'elle transporte, de prendre le moment  $M_1$  du conducteur de ligne et de calculer  $u=M/M_1$ .

**NB:** Pour les départs BT, la somme des puissances des branchements issus de ce départ peut être multipliée par un coefficient de simultanéité des utilisations dont les valeurs sont donnée ci-dessous:

Nb.ab	1-4	5-9	10-14	15-19	20-24	25-29	30-34	35-39	40-49	50 et+
k.sim	1	0.78	0.63	0.53	0.49	0.46	0.44	0.42	0.41	0.40

#### **5-4 Etude du réseau selon le système triphasé traditionnel**

##### **5-4-1 Calcul électrique du réseau MT**

La configuration du réseau MT avec la variante retenue est à la figure 4-1.

Les résultats du calcul du réseau MT avec les trois conducteurs usuels:Aluminium,Almélec et Cuivre sont consignés dans le tableau 5-1 T.T MT (voir annexe B).

Pour les trois types de conducteurs et pour toutes les sections étudiées,les chutes de tension obtenues sont de loin inférieures à la chute de tension maximale admise (10 %).

On retiendra alors la section de 35 mm<sup>2</sup> pour l'aluminium,34.4 mm<sup>2</sup> pour l'almélec et 38.2 mm<sup>2</sup> pour le cuivre.

Sur l'ensemble du réseau MT,le courant qui transite par chaque tronçon est inférieur au courant admissible de chacune des sections choisies.Se référer au tableau 5-A qui donne l'intensité admissible en régime permanent pour un échauffement de 40°C des conducteurs usuels.

##### **5-4-2 Calcul électrique du réseau BT**

(Voir annexe B pour les tableaux de calcul).

##### **5-4-2-1 Détermination des puissances des transfos MT/BT**

Pour les quatre localités types choisies,les calculs des puissances des transfos sont détaillés ci-dessous.Quant aux autres localités, l'étude sera résumée en un tableau.

**THIOUBALEL:** (cf figure 5-2 et tableaux V-III-1 )

$$S = \sqrt{3}U(I_{DA} + I_{DE})$$

$$U = 380 \text{ V} \quad I_{DA} = 72.17 \text{ A} ; \quad I_{DE} = 54.99 \text{ A}$$

$$S = 83.69 \text{ KVA}$$

On prend donc la puissance normalisée supérieure  $S = 100 \text{ KVA}$

**DIOUDE:** (cf figure 5-3 et tableaux V-III-2)

$$S = \sqrt{3}U(I_{AB} + I_{AA1} + I_{AH} + I_{AG})$$

$$I_{AB} = 44.68 \text{ A}, \quad I_{AA1} = 37.8 \text{ A}, \quad I_{AH} = 13.66 \text{ A}, \quad I_{AG} = 13.66 \text{ A}$$

$$S = 72.27 \text{ KVA} \Rightarrow S = 100 \text{ KVA}$$

**FONDE:** (cf figure 5-4 et tableaux V-III-3)

$$S = \sqrt{3}UI_{SA} \quad I_{SA} = 48.11 \text{ A}$$

$$S = 31.67 \text{ KVA} \Rightarrow S = 50 \text{ KVA}$$

**DOUNGUEL:** (cf figure 5-5 et tableaux V-III-4)

$$S = \sqrt{3}U(I_{SA} + I_{SL}), \quad I_{SA} = 34.37 \text{ A}, \quad I_{SL} = 41.42 \text{ A},$$

$$S = 49.75 \text{ KVA} \Rightarrow S = 50 \text{ KVA};$$

Les caractéristiques des transformateurs MT/BT des autres localités sont consignées dans le tableau 5-B suivant:



**TABLEAU 5-B:DETERMINATION DES TRANSFORMATEURS DANS LES LOCALITES**

LOCALITES	NOMBRE DE POSTES MT/BT	PUISSANCE DU POSTE (KVA)
BITO	1	25
SOURAYE	1	25
OURO-ALPHALY	1	25
BARANGHOL	1	25
CAS-CAS	2	50 et 100
ABDALLAH	1	50
THILLA	1	25
SARE-SOUKI	1	25
GUIRO	1	25
SIOURE-THIAMBE	1	50
WALALDE	1	100
BOKI	1	50

**5-4-2-2 Détermination des sections des conducteurs**

Le calcul électrique du réseau BT de chaque localité est consigné dans les tableaux correspondants mis en annexe (B):

**Localités:**

THIOUBALEL

DIOUDE-DIABE

FONDE

DOUNGUEL

**Tableaux:**

V-III-1

V-III-2

V-III-3

V-III-4

Chacun de ces tableaux est un ensemble de trois tableaux V-III...a, V-III...b, V-III...c ,qui correspondent au calcul du réseau BT avec

les conducteurs respectifs:

Aluminium:25, 35, 50, 70 mm<sup>2</sup>

Almélec:22, 34.4, 54.6, 75.5 mm<sup>2</sup>

Cuivre:38.2, 48.3, 59.7, 74.9 mm<sup>2</sup>.

Pour toutes les localités, la chute de tension au point le plus défavorisé par rapport au poste MT/BT est inférieure à 10% pour toutes les sections d'aluminium et de cuivre.

Quant à la section 22 mm<sup>2</sup> de l'almélec, la chute de tension dépasse, dans certains villages 10%.

Notre optique étant d'uniformiser le matériel, nous adoptons, pour le réseau BT aérien en câbles préassemblés, les faisceaux suivants issus d'un transformateur triphasé:

<u>Phase</u>	<u>Neutre</u>	<u>Eclairage public</u>
3x35 mm <sup>2</sup> alu +	54.6 mm <sup>2</sup> almélec	+ 16 mm <sup>2</sup> alu
3x34.4 mm <sup>2</sup> almélec +	54.6 mm <sup>2</sup> almélec	+ 16 mm <sup>2</sup> alu
3x38.2 mm <sup>2</sup> cuivre +	54.6 mm <sup>2</sup> almélec	+ 16 mm <sup>2</sup> alu

#### **5-5 Etude du réseau selon la distribution monophasée à deux fils entre deux phases**

##### **5-5-1 Calcul électrique du réseau MT**

La ligne MT d'ossature principale triphasée, son dimensionnement a été déjà effectué avec l'étude du réseau avec distribution classique triphasée. On avait alors retenu les sections suivantes:

3x35 mm<sup>2</sup> aluminium

3x34.4 mm<sup>2</sup> almélec

3x38.2 mm<sup>2</sup> cuivre

Pour le calcul des dérivations, les études technico-économiques ont montré qu'il est plus avantageux de dimensionner les ouvrages de façon à ce que les lignes à deux phases soient transformables en trois phases à une étape ultérieure. C'est pourquoi les mêmes sections que la ligne MT principale ont été adoptées pour les dérivations biphasées soit:

Aluminium:  $2 \times 35 \text{ mm}^2$  transformable en  $3 \times 35 \text{ mm}^2$

Almélec:  $2 \times 34.4 \text{ mm}^2$  transformable en  $3 \times 34.4 \text{ mm}^2$

Cuivre:  $2 \times 38.2 \text{ mm}^2$  transformable en  $3 \times 38.2 \text{ mm}^2$

### 5-5-2 Calcul électrique du réseau BT

#### 5-5-2-1 Détermination des puissances nominales des transfos MT/BT

La distribution étant monophasée, phase-phase, les transformateurs seront monophasés. Le calcul des puissances des transformateurs MT/BT des quatre localités types est ce qui suit en se référant aux figures et aux tableaux indiqués.

THIOUBALEL: (cf figure 5-2 et tableaux V-IV-1)

$$S = \sqrt{2}U(I_{DA} + I_{DE}) \quad U = 380 \text{ V}$$

$$I_{DA} = 88.41 \text{ A} \quad I_{DE} = 67.36 \text{ A}$$

$$S = 83.69 \text{ KVA}$$

Or pour la desserte en monophasée, la puissance normalisée maximale du transformateur MT/BT monophasé est 75 KVA. On prend alors deux transformateurs de puissance 50 KVA chacun; chaque transformateur alimentant la moitié des charges de la localité. Ceci sera confirmé par la modification de la structure du réseau de distribution BT avec les deux transfos (voir figure 5-2' et tableaux V-IV-1').

$$S_1 = \sqrt{2}U(I_{AA1} + I_{AA2}) ; I_{AA1} = 75.78 \text{ A}; I_{AA2} = 16.73 \text{ A}$$

$$S_1=49.7 \text{ KVA} \Rightarrow S=50 \text{ KVA}$$

$$S_2=\sqrt{2}U(I_{EE1}+I_{E1}) ; I_{EE1}=63.15 \text{ A}; I_{E1}=8.2 \text{ A}$$

$$S_2=38.33 \text{ KVA} \Rightarrow S=50 \text{ KVA}$$

DIOUDE: (cf figure 5-3 et tableaux V-IV-2)

$$S=\sqrt{2}U(I_{AB}+I_{AA1}+I_{AH}+I_{AG})$$

$$I_{AB}=54.66 \text{ A}; I_{AA1}=46.25 \text{ A}; I_{AH}=16.71 \text{ A}; I_{AG}=16.71 \text{ A}$$

$S=72.18 \text{ KVA}$  , on prend alors un transfo de puissance 75 KVA.

FONDE: (cf figure 5-4 et tableaux V-IV-3)

$$S=\sqrt{U}I_{SA} ; I_{SA}=58.86 \text{ A}$$

$S=31.67 \text{ KVA}$  soit un transfo de 50 KVA

DOUNGUEL: (cf figure 5-5 et tableaux V-IV-4)

$$S=\sqrt{2}U(I_{SA}+I_{SL}) ; I_{SA}=42.05 \text{ A} ; I_{SL}=50.46 \text{ A}$$

$S=49.70 \text{ KVA}$  soit un transfo de 50 KVA

La détermination des puissances nominales des transformateurs monophasés alimentant les autres localités est résumée dans le tableau 5-C ci-dessous:

**TABLEAU 5-C:DETERMINATION DES TRANSFORMATEURS DANS LES LOCALITES**

LOCALITES	NOMBRE DE POSTES MT/BT	PUISSANCE DU POSTE (KVA)
BITO	1	25
SOURAYE	1	25
OURO-ALPHALY	1	25
BARANGHOL	1	25
CAS-CAS	2	2x75
ABDALLAH	1	50
THILLA	1	25
SARE-SOUKI	1	25
GUIRO	1	25
SIOURE-THIAMBE	1	50
WALALDE	1	75
BOKI	1	50

**5-5-2-2 Détermination des sections des conducteurs**

**THIOUBALEL:** (cf figure 5-2' et tableaux V-IV-1')

Pour l'aluminium, la chute de tension, au point le plus défavorisé, dépasse 10% pour la section de 22 mm<sup>2</sup>. Par contre, pour les autres sections de ce même conducteur (35, 50 et 70 mm<sup>2</sup>), elle est inférieure à 10% dans tout le réseau.

Etant donné que le coût d'un conducteur est proportionnel à sa section, on retient alors la section la plus faible qui vérifie le critère de chute de tension maximale admissible soit: 2x35 mm<sup>2</sup> alu.

Pour le cuivre, la chute de tension, à tout point du réseau, est inférieure à 10%. Ainsi, pour les mêmes raisons de coût évoquées ci-dessus, on retient la section la plus faible soit: 2x38.2 mm<sup>2</sup> cuivre.

Enfin, pour l'almélec, la chute de tension au point le plus défavorisé (C3), dépasse 10% pour la section de 22 mm<sup>2</sup>. Quant aux autres sections (34.4, 54.6 et 75.5 mm<sup>2</sup>), 7.98% est la chute de tension maximale observée, on prend alors: 2x34.4 mm<sup>2</sup> almélec.

DIOUDE: (cf figure 5-2 et tableaux V-IV-2)

Pour toutes les sections des trois types de conducteurs étudiés, la chute de tension maximale observée, au point le plus défavorisé du réseau, est inférieure à 10%. Dans l'optique de l'uniformisation du matériel du réseau BT, on retient les mêmes sections que THIOUBALEL.

FONDE: (cf figure 5-3 et tableaux V-IV-3)

(mêmes commentaires que pour DIOUDE)

DOUNGUEL: (cf figure 5-4 et tableaux V-IV-4)

(mêmes commentaires que pour DIOUDE)

Donc, pour la technique de distribution monophasée phase-phase, on retient, selon le critère de la chute de tension maximale permise, les faisceaux suivants (câbles préassemblés) issus d'un transfo monophasé:

<u>Phase</u>	<u>Neutre</u>	<u>Eclairage public</u>
2x35 mm <sup>2</sup> alu +	54.6 mm <sup>2</sup> almélec	+ 16 mm <sup>2</sup> alu
2x34.4 mm <sup>2</sup> almélec +	54.6 mm <sup>2</sup> almélec	+ 16 mm <sup>2</sup> alu
2x38.2 mm <sup>2</sup> cuivre +	54.6 mm <sup>2</sup> almélec	+ 16 mm <sup>2</sup> alu

## **5-6 Etude du réseau selon la distribution monophasée à deux fils entre une phase et le neutre (MALT)**

### **5-6-1 Calcul électrique du réseau MT**

Pour la ligne MT d'ossature principale à 4 fils (3 phases + 1 neutre), la même procédure utilisée pour dimensionner la ligne triphasée du réseau MT à neutre non-distribué reste valable.

On adopte la même section pour les phases que pour le neutre; ainsi on trouve:  $4 \times 34.4 \text{ mm}^2$  alu

$4 \times 34.4 \text{ mm}^2$  almélec

$4 \times 38.2 \text{ mm}^2$  cuivre

De même pour les dérivations à une phase et le neutre, on a

:  $2 \times 34.4 \text{ mm}^2$  alu

:  $2 \times 34.4 \text{ mm}^2$  almélec

:  $2 \times 38.2 \text{ mm}^2$  Cuivre

Comme on l'avait déjà souligné, avec le système MALT, c'est la ligne MT qui transporte l'électricité jusqu'aux portes des abonnés; il y'a donc lieu de vérifier sur cette ligne si la chute de tension ne dépasse pas le maximum admissible (10%). C'est pourquoi, on a effectué les calculs du réseau MT interne de chaque localité. Les résultats sont consignés dans les tableaux V-V-1, V-V-2, V-V-3 et V-V-4.

Vous remarquerez alors que, quel que soit le type de conducteur, la chute de tension maximale observée est de loin inférieure à 10%.

### **5-6-2 Calcul du réseau BT**

#### **5-6-2-1 Détermination des puissances des transformateurs MT/BT**

La particularité du système MALT est la prédominance du réseau MT

au détriment du réseau BT; c'est pourquoi on observe beaucoup de transformateurs MT/BT dans chaque localité, chaque transformateur prenant en charge un groupe d'abonnés géographiquement très proches les uns des autres.

La détermination des puissances nominales des transformateurs monophasés MT/BT de chaque localité type sera détaillée ci-dessous en se référant au tableau correspondant au calcul du réseau BT et à la figure montrant la structure topologique du réseau BT dans cette localité:

THIOUBALEL: (cf figure 5-1 et tableaux V-V-1')

$$\begin{aligned} \text{Au point B: } S &= U(I_{BB0} + I_{BB6}) = 220 * (64.71 + 40.83) = 23.22 \text{ KVA} \\ &=> S = 25 \text{ KVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Au point C: } S &= U(I_{CC0} + I_{CC6}) = 220 * (64.71 + 48.33) = 24.86 \text{ KVA} \\ &=> S = 25 \text{ KVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Au point D: } S &= U(I_{DD0} + I_{DD6}) = 220 * (54.5 + 32.35) = 19.10 \text{ KVA} \\ &=> S = 25 \text{ KVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Au point E: } S &= U(I_{EE0} + I_{EE5}) = 220 * (54.5 + 54.5) = 23.98 \text{ KVA} \\ &=> S = 25 \text{ KVA} \end{aligned}$$

DIOUDE-DIABE: (cf figure 6-2 et tableaux V-V-2')

$$\begin{aligned} \text{Au point B: } S &= U(I_{BB0} + I_{BB5}) = 220 * (56.5 + 32.36) = 19.55 \text{ KVA} \\ &=> S = 25 \text{ KVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Au point D: } S &= U(I_{DD7} + I_{DD0}) = 220 * (20.03 + 73.70) = 20.62 \text{ KVA} \\ &=> S = 25 \text{ KVA} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Au point E: } S &= U(I_{EE0} + I_{EE3}) = 220 * (40.83 + 40.83) = 17.97 \text{ KVA} \\ &=> S = 25 \text{ KVA} \end{aligned}$$

$$\text{Au point F: } S = U(I_{FF0} + I_{FF4}) = 220 * (50.33 + 50.33) = 22.15 \text{ KVA}$$



$$\Rightarrow S=25 \text{ KVA}$$

DOUNGUEL: (cf figure 6-3 et tableaux V-V-3')

$$\text{Au point B: } S=U(I_{BB0}+I_{BB1})=220*(73.7+20.03)=20.62 \text{ KVA}$$

$$\Rightarrow S=25 \text{ KVA}$$

$$\text{Au point C: } S=U(I_{CC0}+I_{CC3})=220*(40.83+64.71)=23.22 \text{ KVA}$$

$$\Rightarrow S=25 \text{ KVA}$$

$$\text{Au point } D_0: S=U(I_{DD01}+I_{DD04}+I_{DD02})=220*(20.03+40.83+32.35)$$

$$=20.50 \text{ KVA} \Rightarrow S=25 \text{ KVA}$$

FONDE: (cf figure 6-4 et tableaux V-V-4')

$$\text{Au point A: } S=U(I_{AA3}+I_{AA6}+I_{AA0})=220*(40.83+20.03+40.83)$$

$$=22.37 \text{ KVA} \Rightarrow S=25 \text{ KVA}$$

$$\text{Au point B: } S=U(I_{BB5}+I_{BB3}+I_{BB0})=220*(32.35+32.35+40.83)$$

$$=23.32 \text{ KVA} \Rightarrow S=25 \text{ KVA}$$

Les caractéristiques des transfos monophasés des autres localités sont consignées dans le tableau 5-D suivant:

**TABLEAU 5-D:DETERMINATION DES TRANSFORMATEURS DANS LES LOCALITES**

LOCALITES	NOMBRE DE POSTES MT/BT	PUISSANCE DU POSTE (KVA)
BITO	1	25
SOURAYE	1	25
OURO-ALPHALY	1	25
BARANGHOL	1	25
CAS-CAS	6	6x25
ABDALLAH	2	2x25
THILLA	1	25
SARE-SOUKI	1	25
GUIRO	1	25
SIOURE-THIAMBE	2	2x25
WALALDE	3	3x25
BOKI	2	2x25

**5-6-2-2 Détermination des sections des conducteurs**

(Voir les figures et les tableaux indiqués dans le paragraphe intitulé: 'Détermination des puissances des transfos')

Pour toutes les localités, la longueur du réseau BT est très limitée; de ce fait la chute de tension est très faible pour toutes les sections de conducteurs étudiés. Dès lors, le critère de chute de tension maximale admissible ne devient plus contraignant.

Ainsi, on adopte les faisceaux issus d'un transfo monophasé:

Phase

Neutre

2x35 mm<sup>2</sup> alu + 54.6 mm<sup>2</sup> almélec

2x34.4 mm<sup>2</sup> almélec + 54.6 mm<sup>2</sup> almélec

2x38.2 mm<sup>2</sup> cuivre + 54.6 mm<sup>2</sup> almélec

Pour l'éclairage public, à partir de chaque transformateur monophasé MT/BT, est piqué un câble en faisceaux de 16 mm<sup>2</sup> alu supporté par le neutre de 54.6 mm<sup>2</sup> almélec.

# LEGENDE

( SUR LES RESEAUX )



LIGNE MT D'OSSATURE PRINC



DERIVATIONS MT



LIGNE BT



TRANSFORMATEUR MT/BT



POTEAU BT

## **LES FIGURES**

**RESEAUX BT DES LOCALITES TYPES**

**DISTRIBUTION CLASSIQUE TRIPHASEE**

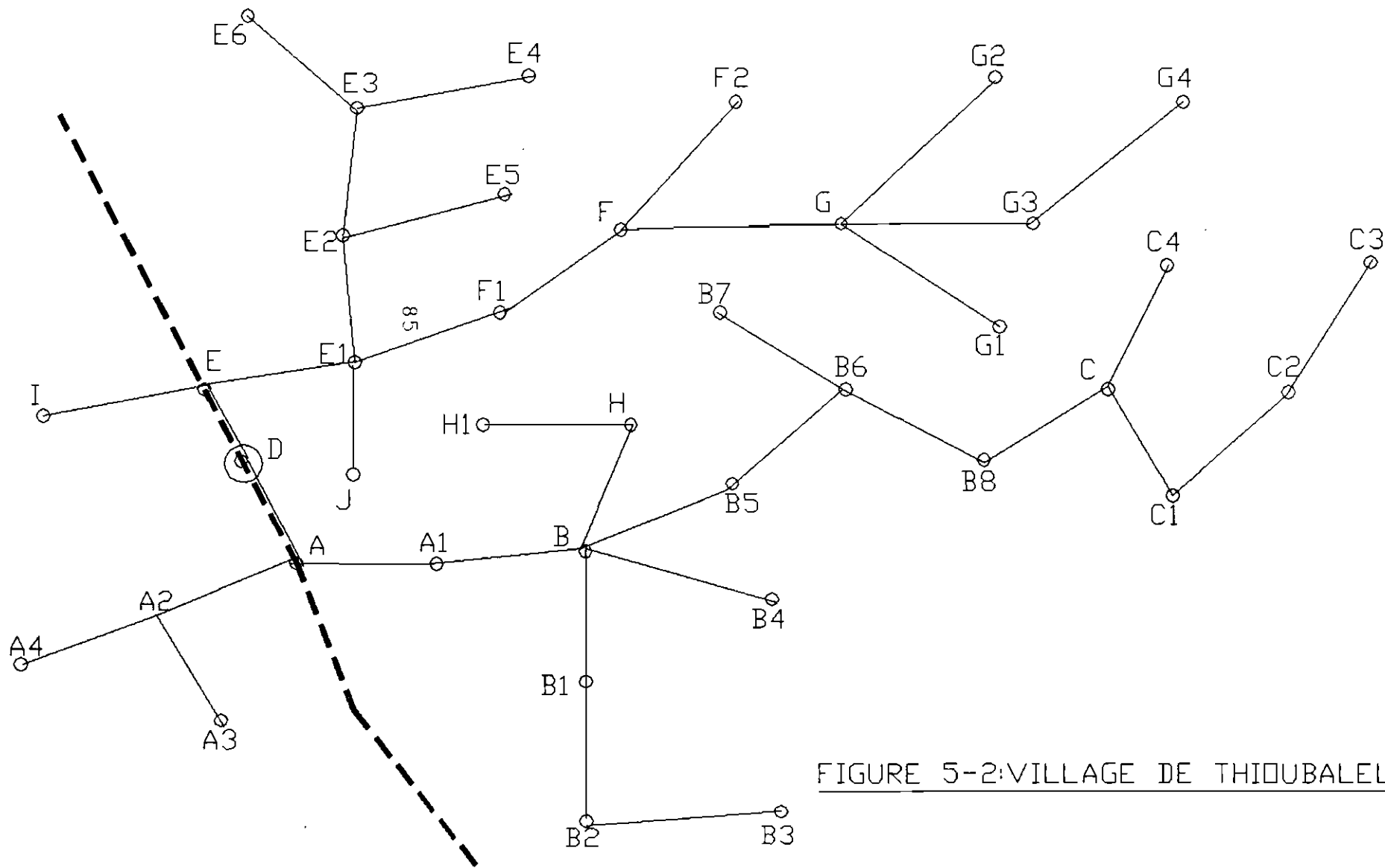
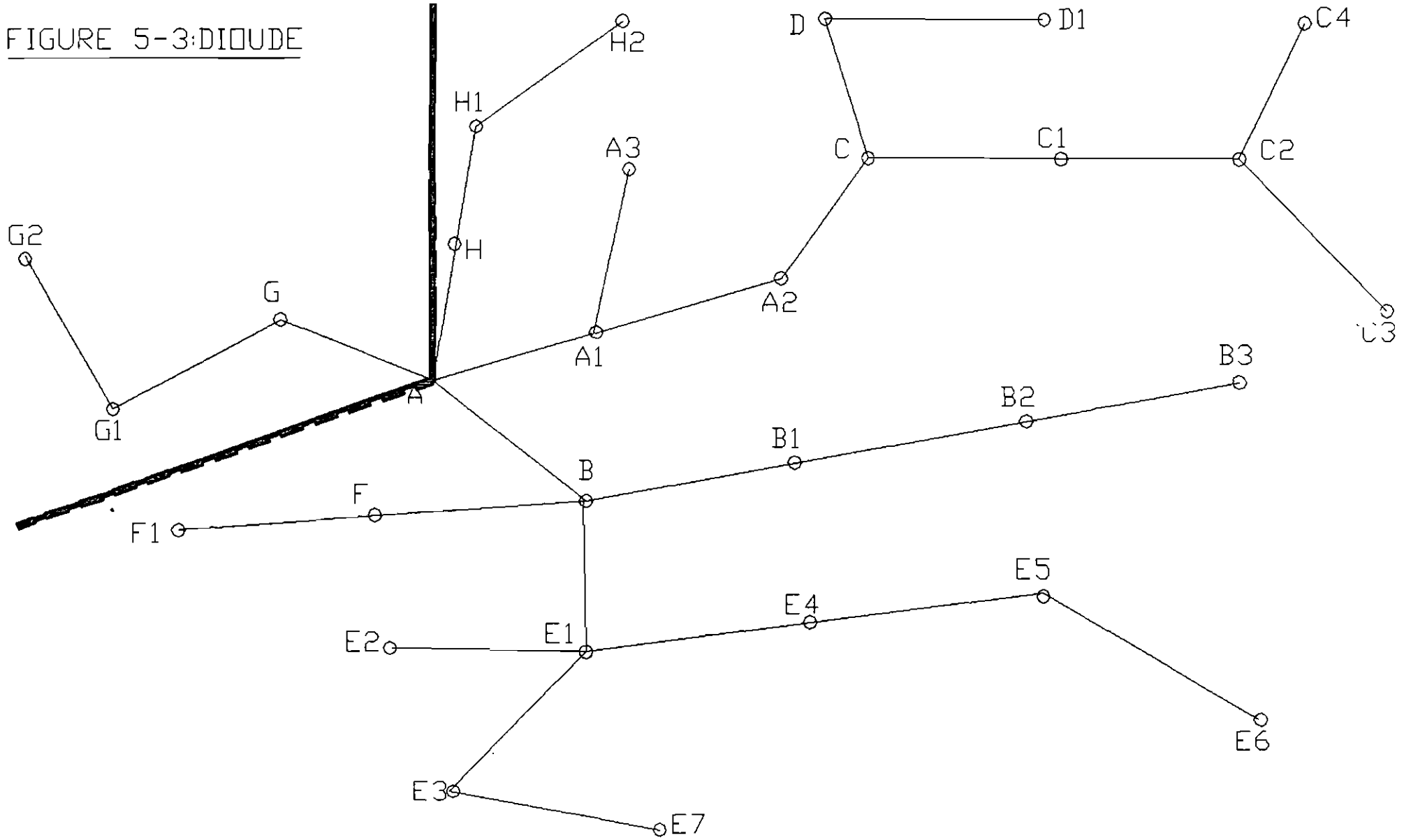


FIGURE 5-2: VILLAGE DE THIDUBALEL

FIGURE 5-3: DIOUDE





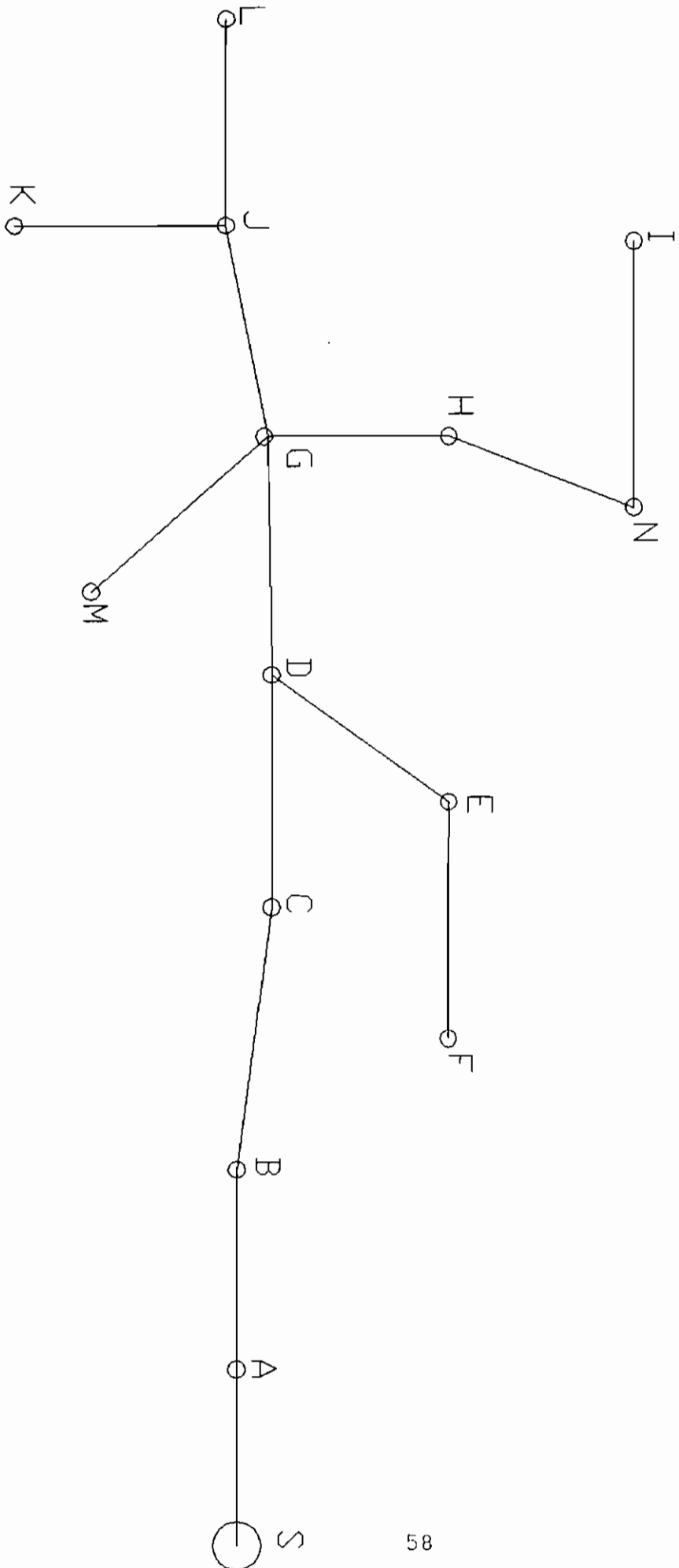
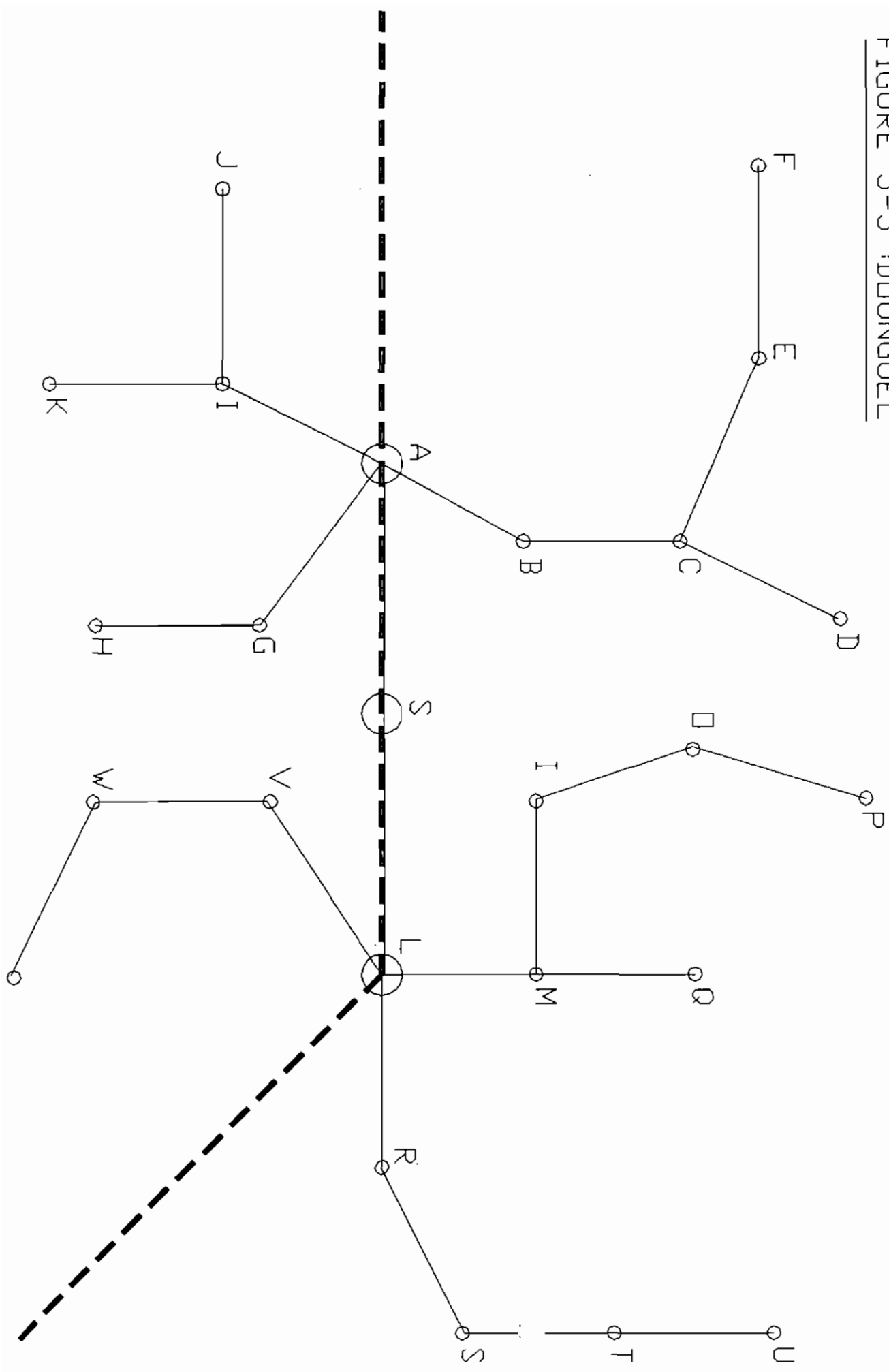


FIGURE 5-4:FONDE

FIGURE 5-5 : DOUNGUEL



**RESEAUX BT DES LOCALITES TYPES**

**SYSTEME MALT**

FIGURE 6-1: THIDUBALEI

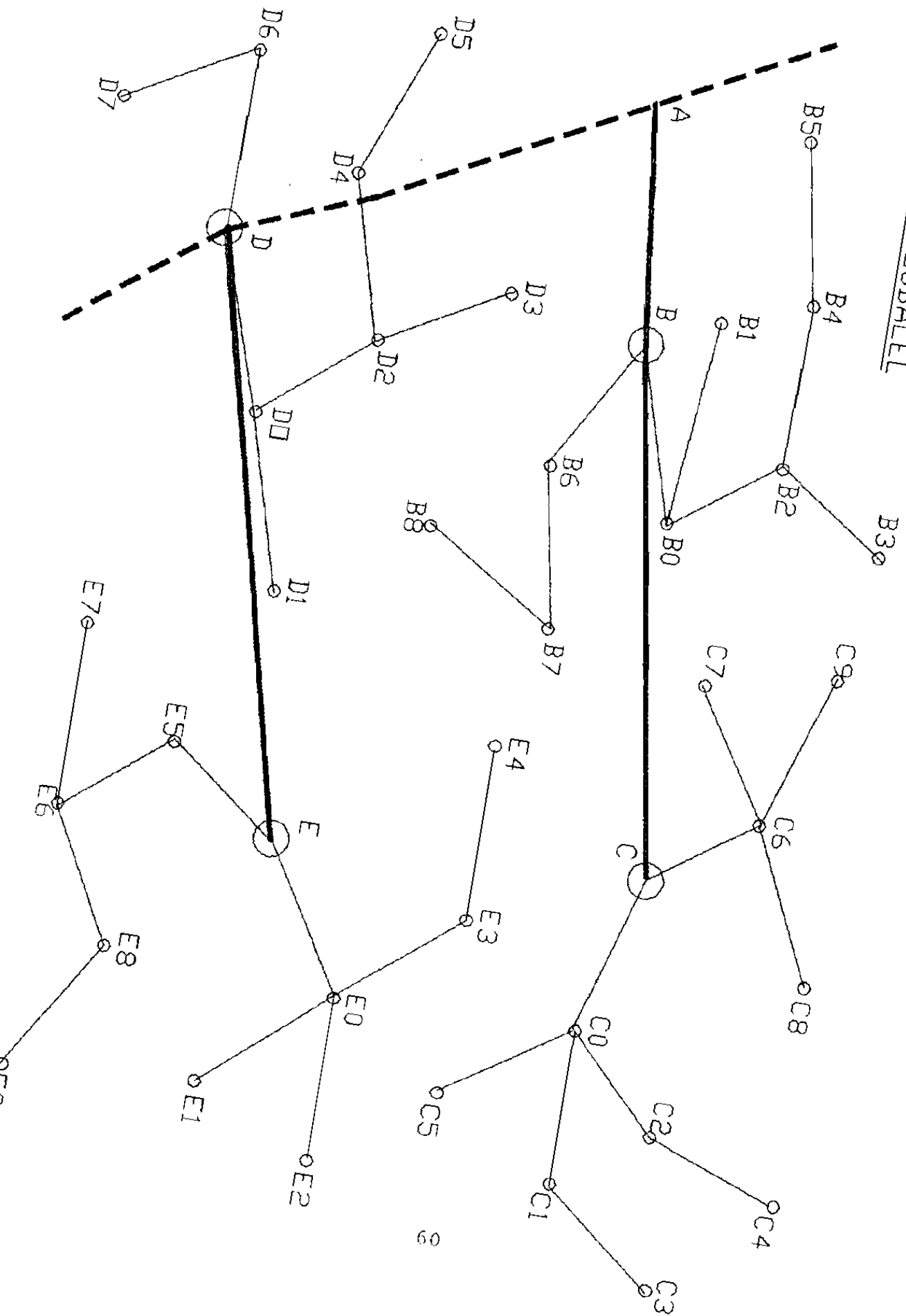
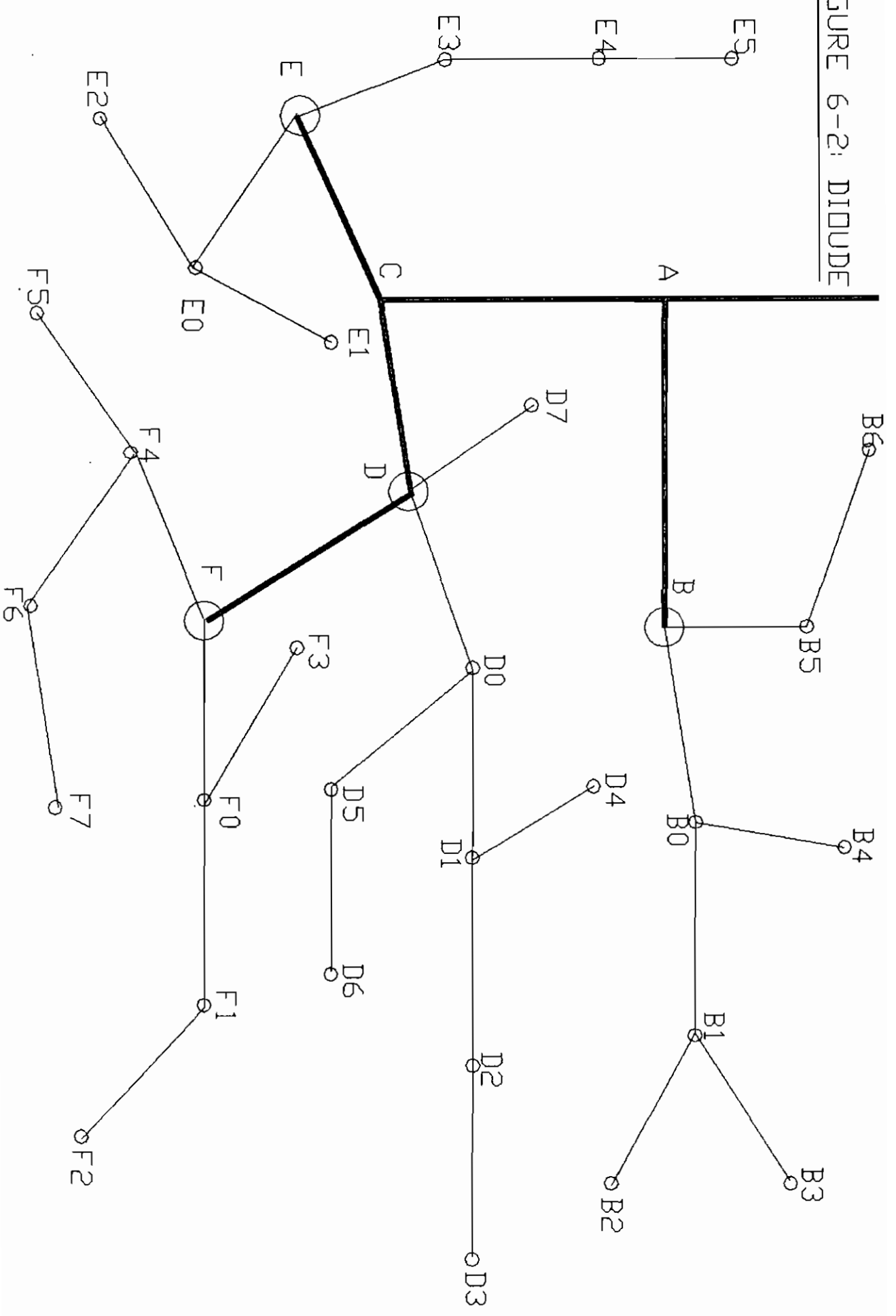


FIGURE 6-2: DIQUIDE



**6-1 CALCULS MECANIQUES DES CONDUCTEURS****6-1-1 Caractéristiques des câbles pour lignes aériennes**

(voir Annexe C)

**6-1-2 But des calculs**

Le calcul mécanique des conducteurs de lignes aériennes consiste à étudier les variations de tensions mécaniques et des flèches dans le but de:

- 1-S'assurer que, dans les conditions de travail prévues, le facteur de sécurité des conducteurs est respecté.
- 2-Vérifier les distances réglementaires à la flèche maximale (65°C sans vent) ou en régime de vent (+30°C, vent de 240 Pa).
- 3-Déterminer les efforts exercés par les conducteurs sur les armements et les supports.

**6-1-3 Conditions de pose des conducteurs**

Le réglage des conducteurs est déterminé de manière que leur facteur de sécurité soit au moins égal à 3 (ce facteur de sécurité n'est pas toujours exigé pour les conducteurs de lignes à BT) dans la plus défavorable des deux hypothèses réglementaires de NF C 11-200 modifiées pour tenir compte des conditions locales.

**6-1-3-1 Hypothèses réglementaires**

Hypothèse A: (Elle tient compte de l'influence prédominante du vent à la température ambiante moyenne de la zone)

Température: 30 °C

Pression du vent sur les conducteurs: 480 Pa.

Hypothèse B: (Elle tient compte de l'influence prédominante du froid à la pression moyenne du vent)

Température: 10 °C (température la plus faible qu'on puisse rencontrer au SENEGAL même si c'est un événement rare).

Pression du vent sur les conducteurs: 180 Pa.

#### **6-1-3-2 Hypothèse relative aux vibrations**

Afin d'éviter l'effet néfaste des vibrations, il faut s'assurer que la force de traction dans les conducteurs, dans les conditions normales (à 30 °C sans vent), ne dépasse pas:

25% de la charge de rupture pour les conducteurs en cuivre

18% de la charge de rupture pour les conducteurs en alliage d'aluminium.

Cependant, si des dispositifs antivibratoires sont utilisés, ces limites peuvent être portées à 24% pour les alliages d'aluminium.

#### **6-1-3-3 Spécifications de la SENELEC**

Dans les conditions normales de travail (30°C sans vent), le facteur de sécurité des conducteurs en lignes aériennes doit être au moins égal à 3.

La flèche maximale, pour le calcul de la hauteur des supports, doit être évaluée à 65°C sans vent.

Pour toute ligne MT trois phases et deux phases (transformables en trois) et quels que soient la section du conducteur et le type de support, il a été fait le choix du nappe-voûte beaucoup plus fiable que les autres armements pour les structures d'alignement.

En clair, la ligne MT d'ossature principale et ses dérivations hors

des localités seront suspendues et la portée moyenne spécifiée par la SENELEC est de 100 mètres.

Pour le réseau BT à l'intérieur des localités, les calculs mécaniques ne s'imposent pas vu la résistance du câble préassemblé déjà choisi. Ceci sera vérifié par les calculs. Nous y reviendrons dans la partie consacrée au calcul des armements.

Toutes ces spécifications vont constituer nos hypothèses de calcul.

#### **6-1-4 Calcul des tensions et flèches**

##### **6-1-4-1 Méthodologie**

Le calcul est sensiblement le même pour toutes les lignes aériennes. A défaut d'abaques, il passe par la résolution de l'équation du changement d'état qui traduit les écarts de tension et des flèches en fonction des conditions climatiques:

$$t_f^2 [t_f + E\alpha(\theta_f - \theta_i) + (Ew^2/24)(am_i^2/t_i^2) - t_i] = (Ew^2/24)a^2 m_f^2$$

avec les notations:

a: portée en m

t: tension dans le porteur en daN/mm<sup>2</sup>

$\theta$ : température

w: poids en daN par m de longueur et mm<sup>2</sup> de section du conducteur

m: facteur de surcharge

$\alpha$ : coefficient de dilatation linéaire du câble

E: module d'élasticité du câble en daN/mm<sup>2</sup>

Les indices i et f correspondent aux valeurs initiales et finales.

Le but des calculs mécaniques des conducteurs étant de s'assurer que leur facteur de sécurité est respecté, nous l'évaluerons par



$$FS = \frac{\text{Charge de rupture}}{\text{tension maximale}} \quad (\text{du conducteur}).$$

La charge de rupture des conducteurs usuels est donnée dans les tables de l'annexe C. Quant à la tension maximale dans le conducteur, elle correspond à l'hypothèse la plus défavorable parmi les hypothèses réglementaires A et B. Nous la déterminerons grâce à l'équation du changement d'état en considérant que l'état initial correspond aux conditions de pose normales (30°C, sans vent) et l'état final aux conditions des deux hypothèses A et B.

L'équation de changement d'état devient alors :

$$t_m^2 [t_m + E\alpha(\theta_m - \theta) + (Ew^2/24)(a^2/t^2) - t] = (Ew^2/24)(a^2 m^2) \quad (**)$$

avec:  $t_m = t_A$  ou  $t_B$

$$\theta_m = \theta_A = 30^\circ\text{C} \text{ ou } \theta_B = 10^\circ\text{C}$$

$$m = m_A \text{ ou } m_B$$

$\theta$ : température de pose dans les conditions normales: 30°C

$t$ : tension de réglage dans les conducteurs dans les conditions normales de travail

Habituellement, la tension normale de pose de l'almélec est de 2.03 hb et le paramètre correspondant est  $p = (t_{al}/w_{al}^2)$ .

Comme  $w_{al}^2 = 0.00268 \text{ daN/m/mm}^2$  alors  $p = (2.03/0.00268) = 757.46 \text{ m}$ .

Le paramètre  $p$  étant le même, les tensions dans les conducteurs de cuivre et d'aluminium s'obtiennent rapidement comme suit:

$$t_{cu} = pw_{cu} = 757.46 \times 0.0089 = 6.74 \text{ hb}$$

$$t_{alu} = pw_{alu} = 757.46 \times 0.0027 = 2.05 \text{ hb.}$$

L'équation (\*\*) peut se résoudre par ce programme en TURBO PASCAL:

```

Program resolution;
Uses crt;
Const
  pi=3.141592654;
Var
  A,B,C,D,P,Q,T,M,N,x:real;
  k:integer;
Function sign(var x:real):real;
begin
  If x>0 then sign:=1
  else if x=0 then sign:=0
  else if x<0 then sign:=-1
end;
Begin
Clrscr;
Writeln('PROGRAMME DE RESOLUTION DES EQUATIONS DE TROISIEME DEGRE');
Repeat
  Write('Entrez A:'); readln(A);
  Write('Entrez B:'); readln(B);
  Write('Entrez C:'); readln(C);
  Write('Entrez D:'); readln(D);
  B:=B/A/3; C:=C/3; D:=D/A;
  P:=C-3*B*B; Q:=D+B*(2*B*B-C);
  T:=Q*Q+4/(27*P*P*P);
  If T>0 then
  begin
    Writeln('Cas T>0');
    T:=sqr(T); M:=T-Q; N:=T+Q;
    x:=sign(M)*exp((1/3)*ln(abs(M/2)));
    x:=x-sign(N)*exp((1/3)*ln(abs(N/2)))-B;
    Writeln('x=',x);
  end
  else if T=0 then
  begin
    Writeln('x1=',-sign(Q)*(4*exp((1/3)*ln(abs(Q))))-B);
    Writeln('x2=',sign(Q)*(4*exp((1/3)*ln(abs(Q))))-B,'DOUBLE');
  end
  else if T<0 then
  begin
    Writeln('Cas T<0');
    T:=sqr(-T);
    x:=pi/2+arctan(Q/T);
    For k:=1 to 3 do
      writeln('x',k,'= ',sqr(-4*P/3)*cos((x+2*k*pi)/3)-B);
    end;
  end;
until readkey='f';
End.

```

Les tableaux VI-1 et VI-2 en annexe D regroupent respectivement les calculs mécaniques des conducteurs du réseau MT et du réseau BT.

#### **6-1-4-2 Choix des sections par calculs mécaniques**

(Voir annexe D).

##### **a-MT:**

A travers le tableau VI-1 correspondant aux calculs mécaniques des conducteurs, on constate que tous les facteurs de sécurité trouvés sont supérieurs à 3 sauf pour la section 22 mm<sup>2</sup> Alu.

Un facteur de sécurité très élevé engendrerait une section de câble plus grande donc un coût élevé. Ajouter à cela des supports et des armements plus résistants que vont nécessiter ces gros câbles pour leur ancrage.

Par contre, avec un facteur de sécurité très faible, on court le risque de briser les conducteurs de sections faibles sous l'action des intempéries; ce qui va engendrer des coûts de réparation non négligeables.

Ainsi, dans ces études statistiques, l'essentiel est de s'approcher de la moyenne tout en tenant compte des résultats du calcul électrique des conducteurs; on retient alors les mêmes sections:

Alu: 34.4 mm<sup>2</sup>

Cu: 38.2 mm<sup>2</sup>

Alm: 34.4 mm<sup>2</sup>

##### **b-BT:**

Pour les conducteurs isolés, plus spécifiquement les faisceaux dont les phases sont en aluminium et le neutre porteur en almélec, conformément aux spécifications de la SENELEC, les calculs

mécaniques sont consignés dans le tableau VI-2 de l'annexe D.

Là, vous remarquerez, sans doute, que les facteurs de sécurité trouvés sont sensiblement égaux et qu'ils sont largement supérieurs à 3 (confirmant ainsi notre hypothèse sur la résistance mécanique des câbles). On retient alors les faisceaux communément utilisés soit : 3x35 alu + 54.6 alm + 16 mm<sup>2</sup> pour le triphasé

2x35 alu + 54.6 alm + 16 mm<sup>2</sup> pour le MALT.

## 6-2 Calculs mécaniques des supports

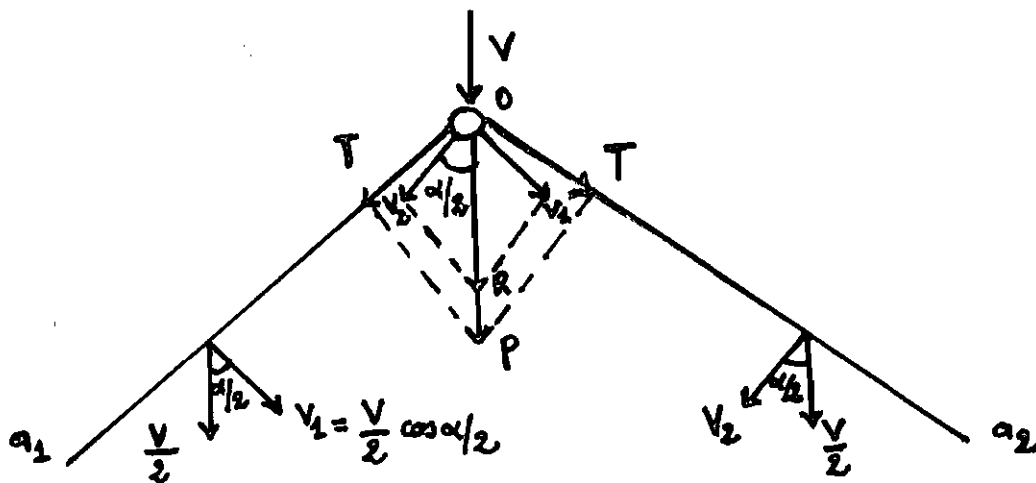
( Voir annexe D)

### 6-2-1 Efforts appliqués aux supports des lignes aériennes

Les calculs mécaniques d'un support permettent de déterminer ses caractéristiques de telle sorte qu'il puisse résister simultanément:

-à l'effort  $V$  du vent sur lui-même,

-aux efforts transmis par les conducteurs par l'action du vent sur eux et par leur tension mécanique  $T$ .



Par rapport aux conducteurs adjacents de portées égales ou inégales, le support peut être en alignement, en angle, en étoilement, en dérivation ou en arrêt.

Dans le cas de portées égales et de conducteurs identiques en ligne rigide, dans les cas d'alignements ou d'angles souples en ligne suspendue, (voir schéma de la page précédente), les deux efforts  $OR=2V_1 \cos \alpha/2 = V \cos^2 (\alpha/2)$  (effort du vent sur les conducteurs) et  $OP=2T \sin(\alpha/2)$  (effort de traction des conducteurs), ayant même point d'application et même sens, donnent l'effort résultant sur le support:  $F=V \cos^2 (\alpha/2) + 2T \sin(\alpha/2)$

avec F: effort total dû aux conducteurs en daN

T: tension totale dans les conducteurs en daN

V: effort du vent sur tous les conducteurs en daN

$\alpha$ : angle de déviation de la ligne (angle de piquetage).

L'effort total à prendre en compte pour le choix du support est celui de l'hypothèse la plus défavorable:

$$\text{soit } F_A = V_A \cos^2 (\alpha/2) + 2T_A \sin(\alpha/2)$$

$$\text{soit } F_B = V_B \cos^2 (\alpha/2) + 2T_B \sin(\alpha/2)$$

avec  $V_A = 48nD(a_1 + a_2)/2 = v_B * n * (a_1 + a_2)/2$

$$V_B = 18nD(a_1 + a_2)/2 = v_B * n * (a_1 + a_2)/2$$

nD ou D: somme des diamètres des conducteurs en m

$a_1$  et  $a_2$ : portées adjacentes en m.

Les  $v_A$  et  $v_B$  en daN pour 1 m de conducteur sont données sur les tables.

Dans le cas des poteaux en bois, l'effort exercé par la ligne dans l'hypothèse 10°C sans vent (effort permanent) est  $F_p = 2T_p \sin(\alpha/2)$ .

### 6-2-2 Efforts disponibles sur les poteaux en bois

Un poteau en bois doit satisfaire simultanément à deux conditions:

1-avoir un ''effort nominal''  $F$  au moins égal à l'effort temporaire maximal, reporté à 25 cm au-dessous du sommet, susceptible de lui être appliqué;

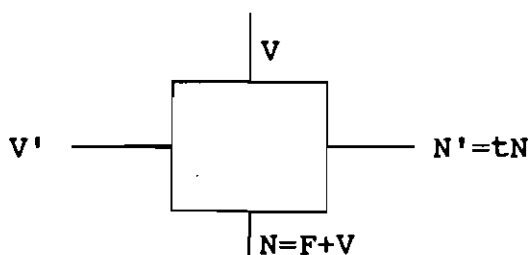
2-avoir un ''effort de déformation permanente''  $P$  supérieur ou égal à la résultante reportée à 25 cm au-dessous du sommet, des efforts de traction horizontaux des conducteurs à 10°C sans vent.

Cette dernière condition évite au poteau en bois, de prendre une flèche excessive. Elle n'est à vérifier que lorsque le poteau subit, de la part des conducteurs, des tensions dissymétriques par rapport à l'axe du support.

### 6-2-3 Efforts disponibles sur les poteaux en béton armé

En plus de l'effort nominal  $F$  (en daN) disponible à 0.25 m au-dessous du sommet, le poteau en béton armé est également soumis aux forces  $V$  et  $V'$ , efforts du vent sur les faces du support.

$t$ : facteur de résistance transversale qui est fonction de la classe du support.



La SENELEC préconise l'utilisation de poteaux en béton armé de la classe AR qui sont soumis soit à l'effort nominal  $F$  appliqué à 0.25 m au-dessous du sommet, soit à un effort appliqué au-dessous du

sommet par l'intermédiaire d'une ferrure (armement en nappe-voûte).  
Les poteaux de notre réseau MT étant équipés d'un armement nappe-voûte, l'effort disponible sur l'armement est égal à :

90% de F pour les armements 140-75 et 170-75

75% de F pour les armements 170-125.

#### **6-2-4 Réduction de l'effort au sommet**

Connaissant la résultante des efforts appliqués au support F', et son point d'application au-dessus du sol h', on peut calculer pour un support de hauteur hors sol, déterminée h, l'effort nominal à adopter :

$$F = (F' h' / h - 0.25)$$

#### **6-2-5 Hauteur du poteau**

En considérant le conducteur le plus bas à 6 m du sol, la hauteur H du poteau est déterminée par  $H = h_0 + 6 + f_{65^\circ C}$

avec  $h_0$  = longueur de la partie enterrée du poteau, les normes SENELEC

$$\text{donnent : } h_0 = (H/10) + 0.5.$$

$f_{65^\circ C}$  : flèche maximale à 65°C sans vent.

$$H = (H/10) + 6 + f_{65^\circ C} + 0.5$$

$$\Rightarrow H = (6 + 0.5 + f_{65^\circ C}) * 10/9$$

#### **6-2-6 Calcul des supports**

On déterminera seulement les caractéristiques des supports des conducteurs dont les sections ont été retenues à l'issue du calcul mécanique des conducteurs, soit :

pour la MT: 34.4 mm<sup>2</sup> almélec

35 mm<sup>2</sup> aluminium

38.2 mm<sup>2</sup> cuivre

pour la BT:

conducteurs nus: 34.4 mm<sup>2</sup> almélec

35 mm<sup>2</sup> aluminium

38.2 mm<sup>2</sup> cuivre

conducteurs isolés: 3x35 mm<sup>2</sup> alu + 54.6 mm<sup>2</sup> almélec.

Dans les tableaux VI-3 à VI-9, sont consignés les résultats du calcul mécanique des supports (MT et BT) selon leur position par rapport aux conducteurs et selon leur localisation par rapport aux agglomérations.

#### Commentaires sur les résultats

Le calcul des efforts minimaux exercés sur les supports et de leurs hauteurs nous permet de déterminer les caractéristiques des supports normalisés par la SENELEC.

**Réseau MT:** Lignes triphasées (3 phases) et (3 phases + 1 neutre)

-Support en alignement hors agglomérations (a=100 m):

béton: 10-A-400 (poteau de classe A, H=10 m, F=400 daN)

bois: 10-S/140 (poteau simple, H=10 m, F=140 daN)

-Support en alignement à la limite des agglomérations

(a<sub>1</sub>=100 m, a<sub>2</sub>=40 m):

béton: 9-A-250

bois: 9-S/140

-Support en angle hors agglomérations (pour exemple de calcul, on prend  $\alpha=30^\circ$ ):

béton: 10-A-650

bois: 10-S/430

-Support en angle en agglomérations:



béton: 9-A-400

bois: 10-S/325

-Support en angle à la limite des agglomérations:

béton: 9-A-400

bois: 9-J/255 (poteaux jumelés, H=9 m, F=255 daN)

-Support de dérivation sur alignement:

béton: 10-A-650

bois: 10-H/140 (poteau haubané)

-Support de dérivation sur angle ( $\alpha=30^\circ$ ):

béton: 9-A-800

bois: 9-H/140

-Support d'un poste de transformation:

béton: 11-A-800

-Support en arrêt:

béton: 10-A-650

bois: 10-H/255

**Réseau BT:** Supports du faisceau normalisé:

3x35 mm<sup>2</sup> alu + 54.6 mm<sup>2</sup> + 16 mm<sup>2</sup> alu

-Support en alignement:

bois: 9-S/140

-Support en angle ( $\alpha=30^\circ$ ):

bois: 9-S/140

-Support en étoilement ( $\alpha=120^\circ$ ,  $\beta=60^\circ$ ):

bois: 9-S/140

-Support de dérivation sur angle:

bois: 9-J/140

-Support de dérivation sur alignement:

bois: 9-J/140

-Support en arrêt:

bois: 9-H/140

Les hauteurs des supports obtenus sont, en général, inférieures à celles normalisées par la SENELEC, n'empêche qu'elles sont trouvées à partir des hypothèses crédibles. Ainsi, nous suggérerons à la SENELEC d'adopter ces supports pour l'électrification de l'Ile à MORPHIL.

### **6-3 CALCULS MECANIQUES DES ARMEMENTS**

#### **6-3-1 Composition d'un armement de support**

L'armement d'un support comprend l'ensemble de l'appareillage placé à son sommet pour soutenir les conducteurs qui constituent la ligne. Il comprend notamment les isolateurs et les ferrures.

L'armement doit être effectué de façon à empêcher tout contact entre fils par l'action du vent et de la chaleur, et à respecter la hauteur minimale que doit avoir le conducteur le plus bas par rapport au sol et aux bâtiments qu'il surplombe.

#### **6-3-2 Choix des armements MT**

Dans le calcul mécanique des conducteurs, on avait déjà fait le choix du nappe-voûte sur toutes lignes trois phases et deux phases transformables, quels que soient la section du conducteur et le type de support. Toutefois, à l'intérieur des localités, on aura intérêt à utiliser un armement moins encombrant (tel la disposition en quiconce ou en drapeau).

### **6-3-2-1 Désignation des armements nappe-voûte**

Les armements nappe-voûte utilisés pour les lignes MT hors des localités, sont en général désignés comme suit:

140-75 50-60

où 140:écartement entre conducteur en cm

75:distance en cm, au dessus du sommet du support de la résultante des efforts horizontaux dûs aux conducteurs.

50:indique l'échantillon de cornière constituant la traverse

60:indique l'échantillon de cornière constituant les montants

Un exemple d'armement du type nappe-voûte et ses caractéristiques sont donnés à la page suivante.

### **6-3-2-2 Calcul de l'armement nappe-voûte**

#### **a-Calcul de l'écartement entre conducteurs**

Il se détermine à l'aide de la formule:

$$e=0.8*(K*(f_{65^{\circ}C}+L)^{1/2} +U/150)$$

avec, e:écart minimal horizontal entre les conducteurs en m

k:coefficient dépendant de la nature du conducteur:

Cuivre k=0.75

Aluminium, Almélec k=0.90

$f_{65^{\circ}C}$ :flèche à 65°C sans vent en m

U:tension de service=30 KV

L:longueur libre de la chaîne en m

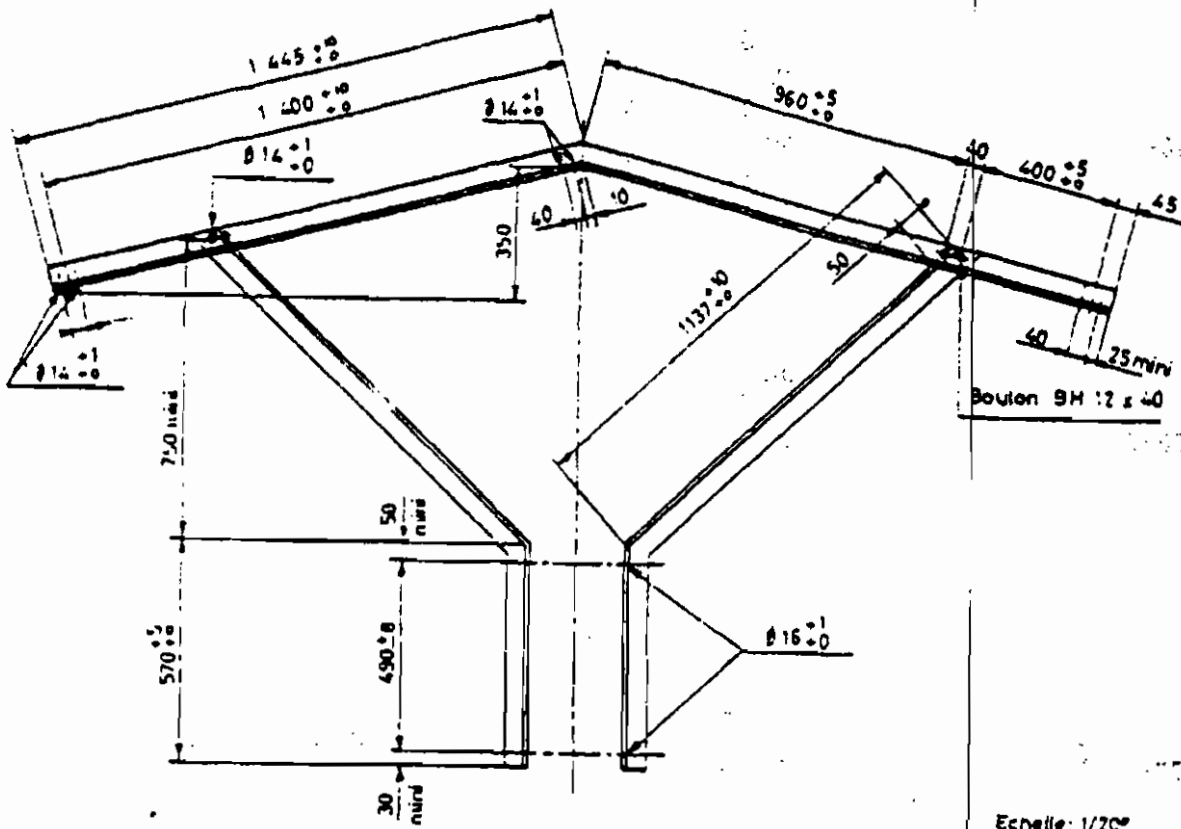
=0.50 m pour une chaîne d'alignement à 3 éléments

=0.40 m pour une chaîne d'alignement à 2 éléments

=0 m pour une portée ancrée à chaque extrémité

Prendre L/2 pour une portée avec un seul ancrage.

2 - NAPPE-VOUTE 140-75



Echelle: 1/20'

Désignation	N° Nomenclature	Masse approximative (kg)	Désignation	N° Nomenclature	Masse approximative (kg)
N 50.50		25	N 70.50		35
N 50.60		31	N 70.60		41
N 50.70		37	N 70.70		47
N 50.80		45	N 70.80		55
N 60.50		30	N 80.50		42
N 60.60		36	N 80.60		47
N 60.70		42	N 80.70		54
N 60.80		50	N 80.80		62

On prendra  $L=0.40$  m parcequ'on a une chaîne d'alignement à 2 éléments.

Cet écart minimal nous permettra d'ores et déjà de choisir le type de nappe-voûte.

#### **b-Choix des éléments constitutifs des armements NV**

Ce choix s'effectue sur abaques (document EDF 351-020) à partir de l'effort vertical  $P$  et de l'effort horizontal exercés par les conducteurs sur l'armement.

#### **Effort horizontal dû à un conducteur**

En alignement:

$$F=v(a_1+a_2)/2$$

$a_1, a_2$ :portées adjacentes

$v$ :poussée du vent sur 1 m de conducteur dans l'hypothèse considérée

En angle souple ( $\alpha < 9^\circ$ ):

$$F=v(a_1+a_2)/2 + 2T\sin(\alpha/2)$$

avec  $T$ :tension mécanique en daN pour un conducteur dans l'hypothèse considérée.On prendra  $\alpha=8^\circ$ .

#### **Effort vertical dû à un conducteur**

N'ayant pas de données sur le relief,on supposera,pour simplifier que les portées seront au même niveau.

$$P=p(a_1+a_2)/2$$

avec  $p$ :poids de 1 m de conducteur.

Ces efforts  $F$  et  $P$ ,une fois calculés,nous permettront de déterminer les échantillons de traversée et de montants qui vont constituer le

type d'armement choisi à l'issue du calcul de l'écart minimal entre les conducteurs.

Le calcul des armements NV pour le réseau MT hors localité est consigné dans le tableau VII-1.

Pour les 3 types de conducteurs retenus, les résultats des calculs donnent comme type d'armement NV 140-75 50-50 , pour des parties alignées. Quant aux portées formant un angle ( $\alpha < 9^\circ$ ) sur le support, on obtient : NV 140-75 50-60 pour les conducteurs (3x34.4) ou

(2x34.4) mm<sup>2</sup> d'aluminium et d'alélec;

NV 140-75 50-70 pour les conducteurs (3x38.2) ou

(2x38.2) mm<sup>2</sup> de cuivre.

Pour le réseau MT dans les localités, il a été fait le choix d'un armement alterné (ou en quiconce) A42 (écartement vertical entre conducteurs=0.42 m) pour les conducteurs d'aluminium et d'alélec et d'un armement alterné A35 (écartement=0.35 m) pour le cuivre.

### **6-3-3 Choix des armements BT**

Pour les conducteurs nus en lignes monophasées (phase-neutre et SWER), il s'est avéré plus économique de normaliser avec des isolateurs rigides de pleine isolation en tête de support de conducteur de phase; le conducteur de neutre étant supporté par un isolateur rigide de classe 5 KV seulement, fixé au côté du support, à environ 1 mètre plus bas.

Pour les conducteurs isolés assemblés en faisceaux, la SENELEC utilise pour leur ancrage au support, un ensemble de suspension composé d'une console CS 14 et d'une pince PS 54 appelés ES 54-14.

## **CHAPITRE VII    SYSTEMES DE PROTECTION DU RESEAU**

Deux facteurs susceptibles d'affecter les différents ouvrages du réseau constituent la principale cause d'interruptions de la fourniture d'énergie électrique. IL s'agit des courants de défaut et des surtensions.

### **7-1 Défauts du réseau**

#### **7-1-1 Origine des défauts:**

On classe habituellement les causes des défauts en deux catégories:origine externe et origine interne.Dans le premier cas,il s'agit de causes naturelles ou accidentelles,indépendantes du réseau,dans le second cas,au contraire,les défauts ont pour origine le réseau lui-même,une avarie de matériel par exemple.

Parmi les causes d'origine externe,on peut citer:

.les conditions atmosphériques (orage,brouillard,vent) qui sont la principale cause des défauts sur les lignes aériennes:rupture d'un conducteur,rupture d'une chaîne d'isolateur,

.les causes diverses et accidentelles:amorçages avec des corps étrangers (paille,foin,branches d'arbres,oiseaux),percussions de véhicules contre des supports de ligne,etc...

Les causes d'origine interne sont principalement:

.les avaries de matériels:lignes,câbles,transformateurs,réducteurs de mesure,disjoncteurs,etc,ne sont considérées comme avaries d'origine interne que celles qui se produisent pour des contraintes inférieures aux contraintes limites prises en compte pour le calcul de l'ouvrage.

.les fausses manoeuvres qui peuvent avoir pour origine une défaillance matérielle ou humaine.

#### **7-1-2 Nature des défauts:**

La nature du défaut a beaucoup d'importance pour l'exploitation:il peut s'agir d'un amorçage dans l'air (contournement d'une chaîne d'isolateurs dû à une surtension atmosphérique par exemple) n'ayant pas provoqué d'avarie de matériel.Ce défaut est dit <<fugitif>>,car après un isolement de courte durée,l'ouvrage considéré peut être remis en service;par contre,s'il y' a eu avarie,le matériel défectueux doit être réparé ou remplacé,le défaut alors est dit <<permanent>>.

Sur les lignes MT,il peut se produire également des défauts <<auto-extincteurs>> qui disparaissent d'eux-mêmes après quelques périodes,et des défauts <<semi-permanents>>;ces derniers sont dus à un amorçage avec un corps étranger,et la ligne ne retrouve sa tension d'isolement assignée qu'après plusieurs réenclenchements jusqu'à ce que le corps étranger ait été détruit.

#### **7-1-3 Forme des défauts:**

En ce qui concerne la forme d'un défaut,celui-ci peut être :

- .monophasé:court-circuit entre une phase et la terre (ou la masse);
- .biphasé:court-circuit entre deux phases,avec ou sans mise à la terre;
- .triphasé:court-circuit entre les trois phases.

#### **7-2 Méthodes de protection contre les courants de défaut**

Dans les installations électriques,la continuité de la distribution de l'énergie électrique aux différents abonnés exige un



dimensionnement correct de chaque partie de l'installation.

Malheureusement, augmenter les limites de sécurité devient rapidement très onéreux et, malgré toutes les précautions prises, un certain nombre d'incidents (surtensions, coups de foudre, etc...) restent inévitables. C'est le rôle des systèmes de protection d'éviter les conséquences de ces incidents. Pour cela, ils doivent permettre:

- .d'assurer la protection des personnes contre tout danger électrique,
- .de limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles sont soumis les matériels,
- .de réduire les tensions induites dans les circuits et canalisations voisins,
- .de préserver la stabilité du réseau.

Le choix du système de protection le mieux adapté contre les courants de défaut doit prendre en compte deux éléments importants:

- .la structure du réseau: notre réseau est en antenne ou radial constitué d'artères à structure arborescente sans rebouclage.

Il est simple mais en cas de défaut, il présente l'inconvénient de priver d'énergie toutes les utilisations situées en aval.

- .le régime de mise à la terre du neutre:

Pour le système triphasé traditionnel, au niveau du réseau MT, seul le neutre du transfo élévateur de la centrale DIESEL est mis à la terre à travers une résistance qui limite le courant de défaut à 300 A ( $R_t=10$  ohms selon normes SENELEC).

Quant au réseau BT, le neutre est directement mis à la terre sur le

premier support, après le poste MT/BT et à tous les 1000 mètres environ.

Pour le système MALT, comme son nom l'indique, le neutre est effectivement mis à la terre tout le long du réseau.

#### **7-2-1 Emplacement de l'appareillage de protection**

##### **7-2-1-1 Système triphasé traditionnel**

###### **\*Réseau MT:**

Sur chaque départ MT issu du poste de la centrale autonome, est installé un disjoncteur muni d'un réenclencheur automatique à plusieurs essais. L'utilisation de fusibles aériens MT est prohibée pour cette technique de distribution.

Sur la ligne principale et en tête de dérivation vers le village de DIOUDE-DIABE, est installé un interrupteur à ouverture automatique dans le creux de tension (IACT).

Enfin, en tête de toutes les autres dérivations et du tronçon de la ligne principale SIOURE THIAMBE-BOKI, des interrupteurs à commande manuelle (31.5 A) IACM seront installés.

Chacun de ces appareils permettra d'isoler le tronçon du réseau concerné pour faciliter la recherche de défauts permanents et pour assurer une continuité de service raisonnable.

###### **\*Réseau BT:**

Pour les transfos de puissance inférieure à 100 KVA, la protection des départs BT issus du poste MT/BT, est assurée par un disjoncteur triphasé indépendamment que la desserte soit en triphasé ou en monophasé. Ce disjoncteur est à coupure dans l'air, commandé par bilame, manoeuvrable à partir du sol.

Sur chaque branchement collectif BT, est installé un fusible à haut pouvoir de coupure (HPC).

#### **7-2-1-2 Système MALT**

##### **\*Réseau MT:**

Les deux départs MT issus du poste de CAS-CAS seront munis chacun d'un appareil de sectionnement automatique: un disjoncteur.

Sur chaque dérivation monophasée, on a un sectionneur fusible pour protéger le départ contre les défauts sur la dérivation. Ce fusible est de type à expulsion.

##### **\*Réseau BT:**

Pour des raisons techniques que nous n'allons pas évoquer ici, le système de protection des départs BT pour le système triphasé sera aussi valable pour le système MALT.

#### **7-2-2 Elimination des défauts**

Pour une parfaite coordination entre les éléments de protection (disjoncteurs, fusibles) en cascade protégeant une artère donnée, il faut que, lors d'un défaut permanent situé à n'importe quel point du réseau, l'élément de coupure immédiatement à l'amont interrompe la continuité du service sur le tronçon affecté. C'est le facteur temps qui assurera la sélectivité entre ces éléments. Ce travail sera accompli par des relais qui vont commander ces appareils de coupure par l'intermédiaire de leurs bobines respectives.

##### **7-2-2-1 Système triphasé traditionnel**

Les protections utilisées au niveau des artères MT sont des protections ampérométriques comprenant:

-deux relais instantanés à maximum de courant de phase pour les

défauts polyphasés. Ces deux relais sont montés aux secondaires de deux transformateurs de courant.

-un relai instantané à maximum de courant résiduel pour les défauts à la terre; ce relai est branché dans le circuit du neutre des trois transformateurs de courant montés sur les trois phases.

-un relai temporisé commandé par les relais précédents.

Pour l'élimination des défauts à la terre résistants passablement fréquents au SAHEL, on utilise un relai de courant très sensible, alimenté par un T.C spécial dans la mise à la terre du neutre du poste. Tous les relais utilisés pour le système triphasé traditionnel sont à temps constant ou indépendant (courbe  $t=f(i)$ ) d'où système de protection à temps constant.

#### **7-2-2-2 Systeme MALT**

Les protections sont également ampérémétriques:

-deux relais de surintensité seront montés aux secondaires de deux T.C placés sur deux phases pour détecter les défauts entre phases.

-pour la protection contre les défauts à la terre, on utilisera deux relais montés en cascade sur le secondaire du T.C branché sur le neutre mis à la terre:

.un relai du <<neutre lent>> sensible seulement aux courants de défauts monophasés minimum susceptibles de se créer sur le tronçon protégé .Il répond après l'activation de l'arc de fusible maximum installé sur le départ.

.un relai du <<neutre rapide>> qui fonctionne pour un défaut à l'aval d'un fusible .Sa courbe de réponse est plus sensible que la courbe de début de fusion du fusible minimum qu'on peut sauver lors

d'un défaut fugitif. Tous ces relais sont à temps inverse d'où système de protection à temps inverse.

### **7-3 SURTENSIONS**

#### **7-3-1 origine des surtensions**

On distingue dans les réseaux électriques, les surtensions d'origine interne et les surtensions d'origine externe.

##### **\*Origine interne:**

Tout changement brusque de configuration d'un réseau (fonctionnement du disjoncteur, apparition d'un défaut, etc) engendre une surtension transitoire rapide dite surtension de manoeuvre qui se propage sur le réseau et dont la durée peut s'échelonner de quelques dizaines de  $\mu$ s à quelques dizaines de ms.

##### **\*Origine externe:**

Les surtensions d'origine interne sont généralement peu contraignantes pour le matériel électrique à MT et BT, il est en effet très facile de doter ces matériels d'un niveau d'isolement suffisant pour tenir largement les contraintes correspondantes. C'est pourquoi nous allons nous intéresser seulement aux surtensions atmosphériques.

#### **7-3-2 Moyens de protection contre les surtensions atmosphériques**

La protection des installations contre les surtensions de foudre peut être assurée:

- .soit par des éclateurs
- .soit par des parafoudres

Malgré une meilleure marge de protection et une meilleure durée de vie, les parafoudres ZNO coûtent un peu plus cher par poste.

C'est pourquoi on a opté pour les éclateurs à cornes montés sur les chaînes d'ancrage des postes MT/BT.

## **CHAPITRE VIII    EVALUATION ECONOMIQUE ET FINANCIERE**

### **8-1 INTRODUCTION**

Dans l'évaluation économique et financière du projet d'électrification de l'Ile à MORPHIL ,il s'agit de déterminer le coût d'investissement du réseau selon les trois techniques de distribution retenues au chapitre III et adopter la technique de distribution la moins onéreuse.

Le calcul du coût d'un réseau se fera à partir des coûts unitaires des ouvrages qui le composent:

- les lignes 30 KV
- les postes MT/BT
- les lignes BT
- les groupes électrogènes

En assumant que le projet sera entièrement financé par l'Etat ou la SENELEC, les coûts unitaires des ouvrages sont exempts de toutes taxes et de tous droits de douane. Sont inclus dans ces estimés:

- les études
- la fourniture (livrée au site)
- le génie civil
- le montage

### **8-2 Coûts unitaires des ouvrages**

#### **8-2-1 Coûts des lignes 30 KV**

Les coûts des lignes 30 KV ont été établis pour les trois systèmes de distribution étudiés c'est à dire: triphasé classique à trois fils, monophasé entre deux phases et triphasé avec quatre fils de

dérivation monophasée à deux fils entre une phase et le neutre. Le tableau VIII-1 résume les coûts par kilomètre de lignes 30 KV en fonction du type de distribution, du type de support et de la section du conducteur.

Il faut souligner que toutes les lignes avec support en béton sont pourvues avec un armement nappe-voûte et ont une portée moyenne de 100 m. Les lignes biphasées sont transformables en triphasées à une date ultérieure.

Les lignes monophasées (entre une phase et le neutre) non transformables sont sur des supports de bois avec armement rigide.

#### **8-2-2 Coûts des postes MT/BT**

Le tableau VIII-2 résume les coûts unitaires des postes 30 KV/BT aériens (H61). Ces estimés de coûts ont été établis sur la base des plus récents projets confiés aux entreprises locales de construction et de montage et suite à des consultations auprès des fabricants.

#### **8-2-3 Coûts des réseaux BT**

Le tableau VIII-3 résume les coûts unitaires des lignes BT incluant les coûts de l'éclairage public.

#### **8-2-4 Coût du groupe électrogène**

La puissance du groupe électrogène de la centrale DIESEL de CAS-CAS a été évaluée à 1000 KW (cf chapitre IV). Dans le coût de ce groupe, est inclu le coût du transformateur élévateur: 6.6/30 KV.

Description	Puissance		Vitesse tpm	Combustible	Investissement MFCFA
	kva	kw			
Diesel	1250	950	750	Diesel-oil	200



**TABLEAU VIII-1****COUTS UNITAIRES DES LIGNES 30 KV**

TYPE DE DISTRIBUTION	NOMBRE DE FILS	TYPE DE SUPPORT	SECTION (mm <sup>2</sup> )	COUTS MFCFA/km
a) Neutre non-distribué				
-Ligne triphasée classique	3	béton	34.4	6.5
	3	bois	34.4	6
-Ligne monophasée entre deux phases (transformable en ligne triphasée)	2	béton	34.4	6
	2	bois	34.4	5.17
b) Neutre distribué (MALT)				
-Ligne triphasée	4	béton	34.4	7.2
-Ligne monophasée avec retour par la terre	1	bois	34.4	2

**TABLEAU VIII-2****COUTS UNITAIRES DES POSTES 30 KV/BT**

TYPE D'OUVRAGE	COUTS (MFCFA)
<u>Poste secteur 30KV/BT aérien</u>	
-avec transformateur triphasé	
-25 KVA	1.3
-50 KVA	1.5
-100 KVA	1.6
-avec transformateur monophasé	
- phase-phase:25 KVA	1.1
- phase-phase:50 KVA	1.25
- phase-phase:75 KVA	1.4
- phase-terre	0.4

**TABLEAU VIII-3****COUTS UNITAIRES DES LIGNES BT**

TYPE D'OUVRAGE	COUTS MFCFA/Km
<u>Lignes aériennes monophasées</u>	
35 mm <sup>2</sup> al torsadé:poteaux en bois	3.8
<u>Lignes aériennes triphasées</u>	
35 mm <sup>2</sup> al torsadé:poteaux en bois	4.14

### **8-3 Evaluation des coûts totaux des ouvrages selon les différentes techniques de distribution**

#### **8-3-1 Distribution classique triphasée**

\* Coûts des lignes 30 KV:

Longueur totale de la ligne=45.2 Km

Coût /km de ligne=6.50 MFCFA/Km

=> Coût total=6.50x45.2=293.8 MFCFA

\* Coûts des postes 30 KV/BT aériens:

<u>Puissance du transfo</u>	<u>Nombre de postes</u>	<u>Coût unitaire</u>
25 KVA	7	1.3 MFCFA
50 KVA	6	1.5 MFCFA
100 KVA	4	1.6 MFCFA

=> Coût total=7x1.3+6x1.5+4x1.6= 24.5 MFCFA

\* Coûts des lignes BT

Longueur totale du réseau BT=12.29 Km

Coût/Km de ligne=4.14 MFCFA/Km

=> Coût total=4.14x12.29 =50.916 MFCFA

\* Coût du groupe électrogène= 200 MFCFA

**Coût total de la variante=239.8 + 24.5 + 50.916 + 200**

**=569.216 MFCFA**

#### **8-3-2 Distribution biphasée**

\* Coûts des lignes 30 KV:

Longueur totale de la ligne=45.2 Km

Coût /km de ligne=6.00 MFCFA

=> Coût total= 6x45.2 = 271.2 MFCFA

\* Coûts des postes 30 KV/BT aériens:

<u>Puissance du transfo</u>	<u>Nombre de postes</u>	<u>Coût unitaire</u>
25 KVA	7	1.1 MFCFA
50 KVA	7	1.25 MFCFA
75 KVA	4	1.4 MFCFA

$$\Rightarrow \text{Coût total} = 7 \times 1.1 + 7 \times 1.25 + 4 \times 1.4 = 22.05 \text{ MFCFA}$$

\* Coûts des lignes BT

Longueur totale du réseau BT= 12.29 Km

Coût/Km de ligne= 3.80 MFCFA/Km

$$\Rightarrow \text{Coût total} = 3.80 \times 12.29 = 46.73 \text{ MFCFA}$$

\* Coût du groupe électrogène= 200 MFCFA

Coût total de la variante=271.2 + 22.05 + 46.73 + 200

$$= \underline{\underline{539.98 \text{ MFCFA}}}$$

**8-3-3 Système MALT**

\* Coûts des lignes 30 KV:

Longueur totale de la ligne principale= 35.1 Km

Coût /km de ligne= 7.2 MFCFA/Km

$$\Rightarrow \text{Coût de la ligne principale} = 7.2 \times 35.1 = 252.72 \text{ MFCFA}$$

Longueur des dérivations monophasées à un conducteur=10.1 Km

Coût/Km de ligne= 2.1 MFCFA/Km

$$\Rightarrow \text{Coût des dérivations} = 21.21 \text{ MFCFA}$$

Longueur du réseau MT à l'intérieur des localités=3.6 Km

Coût/Km de ligne= 2.1 MFCFA/Km

$$\Rightarrow \text{Coût du réseau MT intérieur} = 2.1 \times 3.6 = 7.56 \text{ MFCFA}$$

\* Coûts des postes 30 KV/BT aériens:

<u>Puissance du transfo</u>	<u>Nombre de postes</u>	<u>Coût unitaire</u>
25 KVA	35	0.4 MFCFA

=> Coût total=  $0.4 \times 35 = 14$  MCFA

\* Coûts des lignes BT

Longueur totale du réseau BT= 6.8 Km

Coût/Km de ligne= 3.8 MCFA

=> Coût total=  $3.8 \times 6.8 = 25.84$  MFCFA

\* Coût du groupe électrogène= 200 MFCFA

Coût total de la variante=  $252.72 + 21.21 + 7.56 + 14 + 25.84$   
 $+ 200 = \underline{521.33 \text{ MFCFA}}$

**8-6-4 Choix de la technique de distribution**

A partir de l'évaluation des coûts des ouvrages du réseau, on peut en conclure que c'est le système de distribution MALT (dérivations monophasées à deux fils entre une phase et le neutre) qui est le moins onéreux. Donc, par le critère du coût d'investissement, c'est le système MALT qui est le plus adapté.

## **CHAPITRE IX      ETUDE DE RENTABILITE**

### **9-1 Introduction**

Ce chapitre a pour objectif principal d'évaluer la rentabilité économique et financière du projet. Celle-ci se fera en comparant les cash-flows des bénéfices et des coûts sur une période de quinze (15) ans et en dérivant le taux de rendement interne du projet selon différentes méthodes d'évaluation des bénéfices et des coûts.

### **9-2 Estimation des bénéfices et des déboursés**

#### **9-2-1 Estimation des bénéfices**

Les bénéfices du projet ont été estimés à partir des tarifs actuels et également en prenant en compte les effets induits par l'électrification, c'est à dire d'une part les économies réalisées par la collectivité en utilisant l'énergie produite par le réseau plutôt qu'une autre source d'énergie plus chère, et d'autre part, les gains de productivité liés à l'utilisation d'appareils électriques.

#### **a) Estimation des bénéfices du projet sur la base des tarifs moyens actuellement en vigueur**

Ces tarifs sont les suivants:

- .BT -abonnés particuliers: 62 FCFA/KWh
- abonnés usages professionnels et hydraulique villageoise: 78 FCFA/KWh
- Eclairage public: 58 FCFA/KWh

Au stade de développement de la zone , les abonnés MT peuvent être omis dans la planification.

## **b) Estimation des bénéfices incluant les effets induits**

L'introduction de l'électricité dans les localités devrait amener les substitutions énergétiques suivantes:

.abonnés particuliers BT: pour l'éclairage, substitution de l'électricité aux lampes à pétrole. Pour un même niveau de service, le coût net de l'alternative lampe à pétrole est estimé à 105 FCFA/KWh.

Un raisonnement similaire s'applique à l'utilisation des réfrigérateurs à pétrole: le coût net de l'alternative à l'électricité est estimé à 104 FCFA/KWh.

.usages professionnels BT et administration BT: l'alternative au réseau électrique sera probablement l'utilisation de moteurs à essence pour les activités productives et de lampes à pétrole pour l'éclairage. Le coût moyen de ces alternatives est estimé à 83 FCFA/KWh.

.éclairage public: l'estimé retenu pour l'éclairage des abonnés particuliers BT a été utilisé: 105 FCFA/KWh.

### **9-2-2 Estimation des déboursés**

Les déboursés que nous allons estimer prendront en compte le coût d'investissement initial et les frais récurrents (fonctionnement et combustible) correspondant à l'électrification de la zone.

### **9-3 Rentabilité économique et financière du projet**

#### **9-3-1 Calcul des cash-flows annuels**

Les cash-flows des bénéfices et des déboursés annuels durant la durée de vie économique du projet (15 ans) sont indiqués au tableau IX.

Le premier type de bénéfices estimés sur la base des tarifs actuels

provient des recettes de la vente de l'énergie aux abonnés particuliers BT, à l'hydraulique villageoise (forages) et à l'éclairage public.

Le deuxième type de bénéfices inclut ceux tirés des effets induits de l'électrification .

Les déboursés sont estimés, quant à eux, sur la base du coût d'investissement initial et des frais récurrents annuels: coûts de fonctionnement ( 2% du coût d'investissement à peu près) et prix de revient du Diesel oil (144.000 FCFA/tonne) selon la SENELEC.

Le taux de rendement interne choisi comme critère de rentabilité sera déterminé de telle sorte que la somme des cash-flows annuels actualisés des bénéfices et des déboursés soit égale à l'investissement initial. Il sera, par la suite, comparé au taux de rendement interne de la SENELEC (12%) pour voir si le projet est rentable ou non.

Nous établirons deux taux de rendement internes: l'un tenant compte seulement des redevances des abonnés et l'autre tenant compte des bénéfices incluant les effets induits de l'électrification dans l'Ile.

### **9-3-2 Calcul des taux de rendement internes et commentaires**

#### **a-Taux de rendement interne tenant compte des tarifs actuels**

Voir la ligne: Tar.ac-Déb.tot. du tableau IX.

Soit  $i$ : taux de rendement interne, on a:

$$\begin{aligned}
464.25 = & \frac{55.37}{(1+i)} + \frac{57.11}{(1+i)^2} + \frac{58.91}{(1+i)^3} + \frac{60.82}{(1+i)^4} + \frac{62.76}{(1+i)^5} + \frac{64.8}{(1+i)^6} \\
& + \frac{66.8}{(1+i)^7} + \frac{68.88}{(1+i)^8} + \frac{71.06}{(1+i)^9} + \frac{73.29}{(1+i)^{10}} + \frac{75.26}{(1+i)^{11}} + \frac{77.96}{(1+i)^{12}} \\
& + \frac{80.41}{(1+i)^{13}} + \frac{82.91}{(1+i)^{14}}
\end{aligned}$$

Par la méthode des essais successifs, on trouve  $i = 10.5 \%$  qui est inférieur à  $12\%$ : taux de rendement interne de la SENELEC. Donc, en se basant seulement sur la facture des abonnés, le projet d'électrification de l'Ile à MORPHIL n'est pas rentable selon le critère du taux de rendement interne.

**b-Taux de rendement interne tenant compte des bénéfiques incluant les effets induits**

Voir la ligne: Eff.ind-Déb.tot du tableau IX. On a:

$$\begin{aligned}
430.77 = & \frac{90.27}{(1+i)} + \frac{93.05}{(1+i)^2} + \frac{95.93}{(1+i)^3} + \frac{98.95}{(1+i)^4} + \frac{102.03}{(1+i)^5} + \frac{105.25}{(1+i)^6} \\
& + \frac{108.48}{(1+i)^7} + \frac{111.82}{(1+i)^8} + \frac{115.26}{(1+i)^9} + \frac{118.82}{(1+i)^{10}} + \frac{122.52}{(1+i)^{11}} + \frac{126.23}{(1+i)^{12}} \\
& + \frac{130.18}{(1+i)^{13}} + \frac{134.15}{(1+i)^{14}}
\end{aligned}$$

Toujours par la méthode des essais successifs, on trouve  $i = 20.5 \%$  qui est supérieur à  $12 \%$ . On peut donc dire qu'en tenant compte des effets induits de l'électrification c'est à dire les économies réalisées par la collectivité en utilisant l'électricité au lieu d'une autre source d'énergie, le projet d'électrification de l'Ile à MORPHIL est rentable.



**TABEAUX**

**ETUDE DE RENTABILITE DU PROJET**

	----- NUMERO DE L'ANNEE -----														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Energie vendue en MWH</b>															
Particuliers BT	1680	1730.4	1782	1835.8	1890.8	1947.6	2006	2066.2	2126.2	2192	2257.8	2325.5	2395.3	2467	2541
Hydraulique	90	90	91	92	92	94	95	96	96	98	98	100	100	105	105
Eclairage public	42.5	43.6	45	46.44	47.63	49.27	50.75	52.27	53.84	55.45	57.12	58.83	60.6	62.4	64.3
<b>Recettes en MFCFA</b>															
Recet.tar.act	107.48	117.7	121	124.4	127.96	131.6	135.4	139.2	143.14	147.23	151.44	155.8	160.23	164.83	169.56
Recet.eff.ind	141.36	152.8	156.94	161.42	166.09	170.87	175.85	180.88	186.06	191.43	196.97	202.7	209.5	214.6	220.8
<b>Déboursés en MFCFA</b>															
Investissement	521.33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Coûts de fonctionnement	0	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42	10.42
Combustible	50.4	51.91	53.47	55.07	56.72	58.42	60.18	61.98	63.84	65.75	67.73	69.76	71.85	74	76.23
<b>Déboursés totaux</b>	<b>571.73</b>	<b>62.33</b>	<b>63.89</b>	<b>65.49</b>	<b>67.14</b>	<b>68.84</b>	<b>70.6</b>	<b>72.4</b>	<b>74.26</b>	<b>76.17</b>	<b>78.15</b>	<b>80.16</b>	<b>82.27</b>	<b>84.42</b>	<b>86.85</b>
<b>Tar.ac-Déb.tot</b>	<b>-464.25</b>	<b>55.37</b>	<b>57.11</b>	<b>58.91</b>	<b>60.82</b>	<b>62.76</b>	<b>64.6</b>	<b>66.6</b>	<b>68.88</b>	<b>71.06</b>	<b>73.29</b>	<b>75.26</b>	<b>77.96</b>	<b>80.41</b>	<b>82.91</b>
<b>Eff.ind-Déb.tot</b>	<b>-430.37</b>	<b>90.27</b>	<b>93.05</b>	<b>95.93</b>	<b>98.95</b>	<b>102.03</b>	<b>105.25</b>	<b>108.48</b>	<b>111.82</b>	<b>115.26</b>	<b>118.82</b>	<b>122.52</b>	<b>126.23</b>	<b>130.18</b>	<b>134.25</b>

Recet.tar.ac:Recettes estimées sur la base des tarifs actuels

Recet.eff.ind:Recettes incluant les effets induits

Tar.ac-Déb.tot:recettes sur la base des tarifs actuels moins déboursés totaux

Eff.ind-Déb.tot:recettes incluant les effets induits moins déboursés totaux

Tout au début de l'étude, nous ignorions tout ce qu'il faut pour électrifier l'Ile à MORPHIL de manière optimale: l'emplacement de la source d'énergie, les sections et le type de conducteur, les caractéristiques des supports et des armements, le système de protection, la technique de distribution et le coût du projet.

Usant des techniques d'analyse et de dimensionnement propres aux réseaux, on est finalement arrivé à déterminer de manière univoque le type de réseau qui sied à cette zone rurale, c'est le système MALT avec:

- centrale DIESEL de puissance 1000 KW à CAS-CAS
- conducteurs nus en almélec dont la section appartient à la série normalisée:  $4 \times 34.4 \text{ mm}^2$  (3 phases + 1 neutre) pour le réseau MT
- conducteurs en câbles préassemblés en aluminium, isolés pour 1000 V et portés par un conducteur de neutre nu  $54.6 \text{ mm}^2$  almélec c'est à dire le faisceau normalisé suivant:  
 $2 \times 34.4 \text{ mm}^2 \text{ alu} + 54.6 \text{ mm}^2 \text{ almélec}$
- supports en béton de type AR pour la MT et supports en bois pour la BT .La hauteur du support variant entre 9 et 10 m selon la flèche maximale
- armements nappe-voûte pour la MT et isolateurs rigides pour la BT
- un système de protection à temps inverse plus élaborée et caractérisée par une multiplicité de points d'autosectionnement
- un coût d'investissement égal à 521.33 MFCFA.

Il faut souligner ,cependant, que les résultats de cette étude ne sont qu'indicatifs; il faudra une analyse plus approfondie de la

faisabilité technique du projet. Notre seule ambition était de faire une étude comparative sommaire d'une zone qu'on électrifierait selon les deux modes de distribution: réseau MT avec ou sans neutre distribué. L'étude nous a, quand même, permis de conclure à la nécessité d'adopter le système MALT pour relever le défi du développement qui passe, entre autres, par l'électrification rurale.

Le système MALT est une technique de distribution parfaitement bien indiquée pour les campagnes où les longues distances à parcourir et les charges relativement faibles et dispersées entraînent des dépenses d'investissement considérables par unité de puissance transitée. Cependant, comme nous l'avons souligné, cette technique a aussi ses limites; nos pays ayant adopté le système triphasé d'inspiration européenne, le problème de disponibilité de moteurs monophasés de grande puissance se pose. Espérons qu'avant leur nécessité ne se fasse sentir, les constructeurs les auront mis sur le marché.

Par ailleurs, un point important à souligner est l'approximation de la localisation des poteaux BT dans les localités. Vous n'êtes pas sans savoir que, bien que le plan représente le terrain, il y'a une marge entre placer un point sur une feuille et planter un poteau au sol. Dans le même ordre d'idées, ne disposant pas de plans, le dimensionnement des réseaux BT de la plupart des villages a été fait en s'inspirant des localités types.

A noter aussi que, dans l'évaluation économique et financière, tous les estimés de prix des ouvrages ont été fournis par la SENELEC à l'exception du prix du transformateur monophasé phase-neutre obtenu

d'après une étude de HYDRO-QUEBEC dans le cadre de l'électrification de la Petite Côte.

L'étude de rentabilité a montré qu'un projet d'électrification rurale ne peut être rentable qu'en tenant compte des effets induits de ce projet, en particulier les économies réalisées par la population grâce à la substitution d'une énergie relativement moins chère. D'ailleurs, ces effets induits renferment des bénéfices non quantifiables tels que le niveau de vie des abonnés domestiques et la fiabilité du service des abonnés professionnels. En fait, la détermination du tarif à appliquer aux populations rurales devra prendre en compte leur capacité de payer la facture d'électricité, la politique d'uniformité des tarifs et les possibilités de 'subvention' des zones rurales par les zones urbaines.

## BIBLIOGRAPHIE

- 1-ROBERT BONNEFILLE. TECHNIQUES DE L'INGENIEUR (ELECTROTECHNIQUE,RESEAUX ET APPAREILLAG  
D411,PARIS, JUIN 1974.
- 2-GERARD SOLIGNAC. GUIDE DE L'INGENIERIE ELECTRIQUE, PARIS, 1<sup>o</sup> ED., JUIN 1988.
- 3-L'ALUMINIUM FRANCAIS. L'ALUMINIUM , SEDAL, PARIS 8<sup>o</sup>.
- 4-ACDI. PLAN DIRECTEUR NATIONAL D'ELECTRIFICATION AU SENEGA ,TOME VIII, LAVALIN, FEVRIER 1987
- 5-RENE PELISSIER. LES RESEAUX D'ENERGIE ELECTRIQUE, TOME 3, BORDAS, 1975.
- 6-ECOLE NATIONALE D'INGENIERIE DE TUNIS. LE SYSTEME MALT, MAI 1978.
- 7-JEAN GUY HUOT. APPLICATION DU SYSTEME MALT DANS UNE ZONE RURALE DU SENEGAL  
VOLUME I, QUEBEC, MARS 1980.
- 8-NOTES DE COURS:RESEAUX ELECTRIQUES DE L'EPT.
- 9-KASSIMOU CHASI. ELECTRIFICATION DE LA COMMUNAUTE RURALE DE MALICOUNDA, PFE 1991

## **ANNEXES**

ANNEXE A

CARTE DE L'ILE A MORPHIL

**ANNEXE B**

**TABLEAUX DE CALCULS**

**ELECTRIQUES DU RESEAU**



**ETUDE DU RESEAU  
SELON LE SYSTEME  
TRIPHASE TRADITIONNEL**

TABLEAU V-1 T.T.M.T

CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU MT

TRONÇON	Puissance cumulée (KW)	L (Km)	Pertes (MW/Km)	U = P cumulé / S <sup>2</sup>				Courant de ligne (A/2000A/KV)	Section admissible	Courant admissible (A)	Unité
				Aluminium							
				35	50	80	120				
				M1=8.0	M1=6.8	M1=11.7	M1=16.9				
I-K	27.21	0	0.1182	0.019	0.013	0.011	0.007	1.33		0.878	
I-J	42.84	0.4	0.1021	0.019	0.012	0.009	0.006	0.99		0.972	
H-I	100.44	1.4	0.1408	0.021	0.016	0.012	0.009	2.31		0.962	
F-H	277.81	4	1.11	0.171	0.129	0.096	0.067	5.38		0.948	
F-G	16.49	0	0.088	0.006	0.008	0.004	0.003	0.38		0.720	
D-F	388.88	1	0.937	0.099	0.078	0.058	0.041	7.74		0.730	
D-E	64.87	0	0.13	0.021	0.019	0.011	0.006	1.48		0.768	
C-D	204.89	0.8	0.274	0.088	0.068	0.049	0.035	4.71		0.791	
A-C	941.81	6.0	2.278	0.281	0.209	0.158	0.138	15.46	2x35 mm <sup>2</sup>	0.880	
A-B	23.15	4	0.093	0.014	0.011	0.008	0.006	0.53		0.437	
E-A	688.74	6.8	2.708	0.378	0.425	0.341	0.227	16.38		0.408	
B-T	101.83	4.8	0.460	0.072	0.063	0.041	0.028	2.35		0.811	
Q-R	742.38	8	2.18	0.308	0.248	0.188	0.133	0.07		0.738	
O-Q	324.27	0.8	0.28	0.041	0.031	0.022	0.016	1.47		0.811	
O-P	31.18	1	0.093	0.009	0.009	0.005	0.004	0.48		0.483	
M-O	346.08	3.8	1.211	0.188	0.124	0.104	0.074	7.88		0.481	
M-H	28.73	0.6	0.217	0.009	0.001	0.001	0.001	0.88		0.243	
L-M	374.19	1	0.374	0.088	0.030	0.030	0.022	6.81		0.243	
S-L	400.78	0.8	0.487	0.408	0.328	0.288	0.197	8.01		0.301	

TRONÇON	Puissance cumulée (KW)	L (Km)	Pertes (MW/Km)	U = P cumulé / S <sup>2</sup>				Courant de ligne (A/2000A/KV)	Section admissible	Courant admissible (A)	Unité
				AluBres							
				35	50	72.2	140				
				M1=7.8	M1=11.3	M1=14.7	M1=22.2				
I-K	27.21	0	0.1182	0.019	0.011	0.008	0.006	1.33		0.878	
I-J	42.84	0.4	0.1021	0.019	0.008	0.007	0.004	0.99		0.978	
H-I	100.44	1.4	0.1408	0.018	0.012	0.011	0.008	2.31		0.868	
F-H	277.81	4	1.11	0.147	0.098	0.074	0.048	5.38		0.840	
F-G	16.49	0	0.048	0.006	0.004	0.003	0.002	0.38		0.811	
D-F	388.88	1	0.937	0.048	0.038	0.028	0.018	7.74		0.808	
D-E	64.87	0	0.13	0.018	0.011	0.008	0.006	1.48		0.801	
C-D	204.89	0.8	0.274	0.072	0.048	0.038	0.027	4.71		0.808	
A-C	941.81	6.0	2.278	0.288	0.198	0.148	0.107	15.46	2x35 x mm <sup>2</sup>	0.782	
A-B	23.15	4	0.093	0.012	0.008	0.006	0.005	0.53		0.488	
E-A	688.74	6.8	2.708	0.474	0.333	0.288	0.188	16.38		0.474	
B-T	101.83	4.8	0.460	0.088	0.041	0.038	0.021	2.35		0.801	
Q-R	742.38	8	2.18	0.878	0.188	0.148	0.098	0.07		0.840	
O-Q	324.27	0.8	0.28	0.038	0.030	0.018	0.011	1.47		0.887	
O-P	31.18	1	0.093	0.009	0.009	0.005	0.004	0.48		0.887	
M-O	346.08	3.8	1.211	0.188	0.104	0.082	0.054	7.88		0.824	
M-H	28.73	0.6	0.217	0.009	0.001	0.001	0.001	0.88		0.883	
L-M	374.19	1	0.374	0.047	0.030	0.028	0.017	6.81		0.580	
S-L	400.78	0.8	0.487	0.334	0.288	0.178	0.117	8.01		0.329	

TRONÇON	Puissance cumulée (KW)	L (Km)	Pertes (MW/Km)	U = P cumulé / S <sup>2</sup>				Courant de ligne (A/2000A/KV)	Section admissible	Courant admissible (A)	Unité
				Cotes							
				18.8	50	22.2	35.7				
				M1=8.4	M1=6.7	M1=11.4	M1=13.8				
I-K	27.21	0	0.1182	0.019	0.012	0.011	0.008	1.33		0.888	
I-J	42.84	0.4	0.1021	0.019	0.011	0.008	0.007	0.99		0.894	
H-I	100.44	1.4	0.1408	0.017	0.016	0.013	0.011	2.31		0.847	
F-H	277.81	4	1.11	0.130	0.102	0.087	0.061	5.38		0.837	
F-G	16.49	0	0.048	0.008	0.004	0.004	0.004	0.38		0.481	
D-F	388.88	1	0.937	0.044	0.037	0.028	0.024	7.74		0.457	
D-E	64.87	0	0.13	0.018	0.014	0.011	0.009	1.48		0.483	
C-D	204.89	0.8	0.274	0.068	0.053	0.041	0.041	4.71		0.474	
A-C	941.81	6.0	2.278	0.277	0.201	0.207	0.164	15.46	2x35.2 mm <sup>2</sup>	0.408	
A-B	23.15	4	0.093	0.017	0.011	0.008	0.007	0.53		0.878	
E-A	688.74	6.8	2.708	0.440	0.412	0.328	0.268	16.38		0.388	
B-T	101.83	4.8	0.460	0.060	0.060	0.041	0.034	2.35		0.814	
Q-R	742.38	8	2.18	0.281	0.247	0.181	0.137	0.07		0.497	
O-Q	324.27	0.8	0.28	0.031	0.030	0.028	0.019	1.47		0.359	
O-P	31.18	1	0.093	0.002	0.002	0.002	0.002	0.48		0.308	
M-O	346.08	3.8	1.211	0.144	0.120	0.100	0.087	7.88		0.308	
M-H	28.73	0.6	0.217	0.002	0.002	0.001	0.001	0.88		0.218	
L-M	374.19	1	0.374	0.048	0.041	0.031	0.027	6.81		0.217	
S-L	400.78	0.8	0.487	0.214	0.281	0.282	0.197	8.01		0.191	

**TABELUL V.0-1  
VALOAREA TEHOLOGICALA  
CALCULUL ELECTRICITATEI DEBECANIZATEI**

Tabelul V.0-1-a

TRACIUN	Puterea surselor [kW]	Coeficient de incalzire k	Kp [cum [kW]	Lungimea [km]	Kp [cum. [kW/km]	U=Kp*Psum/50				Curent de fază [A]	Sectoare adoptate	Curent admisibil	Lime
						Aluminiu							
						25	35	50	70				
M1=1,03	M1=1,41	M1=1,88	M1=2,6										
C1-C2	4,8	0,78	3,744	0,08	0,387	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			5,881
C1-C2	8,8	0,83	8,088	0,04	0,342	0,238	0,178	0,128	0,082	10,88980			8,848
C2-C3	14,4	0,83	12,024	0,04	0,342	0,298	0,218	0,162	0,112	13,88158			10,877
C3-C4	4,8	0,78	3,744	0,08	0,387	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			5,882
B0-C	12	0,84	10,08	0,04	0,332	0,177	0,128	0,084	0,062	10,004			7,481
B0-B0	12,8	0,42	12,088	0,04	0,344	0,488	0,318	0,212	0,188	21,08944			17,222
B0-B0	20,8	0,47	13,776	0,04	0,387	0,532	0,342	0,242	0,212	24,08944			19,819
B0-B7	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			4,472
B0-B0	43,2	0,4	17,32	0,04	0,387	0,871	0,48	0,312	0,288	30,921			24,111
B0-B	48	0,4	18,3	0,04	0,388	0,148	0,108	0,078	0,058	34,368			27,011
B0-A	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			8,701
B0-A1	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
B1	3,2	0,83	8,088	0,04	0,342	0,238	0,178	0,128	0,082	10,88980			10,889
B1-B1	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			8,701
B1-B2	14,4	0,83	12,024	0,04	0,342	0,298	0,218	0,162	0,112	13,88158			13,881
B2	14,4	0,83	12,024	0,04	0,342	0,298	0,218	0,162	0,112	13,88158			13,881
A1-A	8,8	0,4	38,48	0,04	1,388	1,881	0,88	0,682	0,602	58,4884			58,488
A1	36,4	0,4	34,38	0,04	1,381	1,342	0,88	0,78	0,631	41,8884			41,888
A1-A1	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
A1-A1	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
A1-A	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
A1-A	14,4	0,83	12,024	0,04	0,342	0,298	0,218	0,162	0,112	13,88158			13,881
B1-B1	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			8,701
B1-B2	8,8	0,83	8,088	0,04	0,342	0,238	0,178	0,128	0,082	10,88980			10,889
B1-B2	14,4	0,83	12,024	0,04	0,342	0,298	0,218	0,162	0,112	13,88158			13,881
B1-B	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			8,701
B1-B	14,4	0,83	12,024	0,04	0,342	0,298	0,218	0,162	0,112	13,88158			13,881
B1-B	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			8,701
F-B	24	0,44	10,88	0,04	0,482	0,41	0,288	0,234	0,182	18,8804			18,880
F-B	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			8,701
F-B	8,8	0,41	13,776	0,04	0,481	0,388	0,281	0,232	0,212	24,88884			24,888
F1-C	36,4	0,47	13,744	0,04	0,388	0,711	0,417	0,332	0,342	38,18174			38,181
F1-J	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
F3-A1	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
F3-B	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
F3-C	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
F3-E	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
F3-E	14,4	0,83	12,024	0,04	0,342	0,298	0,218	0,162	0,112	13,88158			13,881
F3-E	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
F1-E2	4,8	0,44	10,88	0,04	0,482	0,41	0,288	0,234	0,182	18,8804			18,880
E-C1	7,8	0,4	38,8	0,04	1,182	1,18	0,817	0,813	0,442	51,882			51,882
E1	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			8,701
D1	36,8	0,4	38,72	0,04	1,388	1,382	0,817	0,813	0,472	54,8888			54,888
D1	40,8	0,4	40,32	0,04	1,613	1,588	1,144	1,088	0,631	72,1788			72,178

Tabelul V.0-1-b

TRACIUN	Puterea surselor [kW]	Coeficient de incalzire k	Kp [cum [kW]	Lungimea [km]	Kp [cum. [kW/km]	U=Kp*Psum/50				Curent de fază [A]	Sectoare adoptate	Curent admisibil	Lime
						Cupa							
						25	35	50	70				
M1=1,03	M1=1,41	M1=1,88	M1=2,6										
C1-C2	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			8,701
C1-C2	8,8	0,83	8,088	0,04	0,342	0,238	0,178	0,128	0,082	10,88980			10,889
C2-C3	14,4	0,83	12,024	0,04	0,342	0,298	0,218	0,162	0,112	13,88158			13,881
C3-C4	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			8,701
B0-C	12	0,84	10,08	0,04	0,332	0,177	0,128	0,084	0,062	10,004			10,004
B0-B0	12,8	0,42	12,088	0,04	0,344	0,488	0,318	0,212	0,188	21,08944			21,089
B0-B0	20,8	0,47	13,776	0,04	0,387	0,532	0,342	0,242	0,212	24,08944			24,089
B0-B7	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
B0-B0	43,2	0,4	17,32	0,04	0,387	0,871	0,48	0,312	0,288	30,921			30,921
B0-B	48	0,4	18,3	0,04	0,388	0,871	0,48	0,312	0,288	34,368			34,368
B0-A	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			8,701
B0-A1	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
B1	3,2	0,83	8,088	0,04	0,342	0,238	0,178	0,128	0,082	10,88980			10,889
B1-B1	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			8,701
B1-B2	14,4	0,83	12,024	0,04	0,342	0,298	0,218	0,162	0,112	13,88158			13,881
B2	14,4	0,83	12,024	0,04	0,342	0,298	0,218	0,162	0,112	13,88158			13,881
A1-A	8,8	0,4	38,48	0,04	1,388	1,881	0,88	0,682	0,602	58,4884			58,488
A1	36,4	0,4	34,38	0,04	1,381	1,342	0,88	0,78	0,631	41,8884			41,888
A1-A1	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
A1-A1	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
A1-A	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
A1-A	14,4	0,83	12,024	0,04	0,342	0,298	0,218	0,162	0,112	13,88158			13,881
B1-B1	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			8,701
B1-B2	8,8	0,83	8,088	0,04	0,342	0,238	0,178	0,128	0,082	10,88980			10,889
B1-B2	14,4	0,83	12,024	0,04	0,342	0,298	0,218	0,162	0,112	13,88158			13,881
B1-B	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			8,701
B1-B	14,4	0,83	12,024	0,04	0,342	0,298	0,218	0,162	0,112	13,88158			13,881
B1-B	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			8,701
F-B	24	0,44	10,88	0,04	0,482	0,41	0,288	0,234	0,182	18,8804			18,880
F-B	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			8,701
F-B	8,8	0,41	13,776	0,04	0,481	0,388	0,281	0,232	0,212	24,88884			24,888
F1-C	36,4	0,47	13,744	0,04	0,388	0,711	0,417	0,332	0,342	38,18174			38,181
F1-J	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
F3-A1	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
F3-B	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
F3-C	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
F3-E	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
F3-E	14,4	0,83	12,024	0,04	0,342	0,298	0,218	0,162	0,112	13,88158			13,881
F3-E	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,142	0,108	0,078	0,058	8,70178			8,701
F1-E2	4,8	0,44	10,88	0,04	0,482	0,41	0,288	0,234	0,182	18,8804			18,880
E-C1	7,8	0,4	38,8	0,04	1,182	1,18	0,817	0,813	0,442	51,882			51,882
E1	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,182	0,132	0,088	0,072	8,70178			8,701
D1	36,8	0,4	38,72	0,04	1,388	1,382	0,817	0,813	0,472	54,8888			54,888
D1	40,8	0,4	40,32	0,04	1,613	1,588	1,144	1,088	0,631	72,1788			72,178

TABLEAU 3.01 (suite)

Totale V40.1a

Tranche	Pentes pourcent /100	Coefficients reducteurs k	KpPaum /100	Longueur L(m)	KpPaum /m	U=KpPaum/LM1				Courbes de pression h (m ANA)	Bonne suspension	Coef. de adhesion	Ltotal
						Aimées							
						27	34.4	54.8	75.5				
CC12	4.2	0.75	3.741	0.25	0.187	0.217	0.148	0.101	0.079	6.70176		0.243	
CC13	5.6	0.85	6.568	0.04	0.243	0.281	0.194	0.137	0.103	6.80864		0.226	
CC1	14.4	1.35	7.250	0.10	0.300	0.352	0.244	0.165	0.128	7.25010		0.748	
CC4	4.8	0.75	3.741	0.15	0.187	0.217	0.148	0.101	0.079	6.70176		0.307	
CC7	24	2.44	10.58	0.04	0.420	0.491	0.330	0.228	0.175	10.58044		0.730	
CC8	28.8	2.42	12.086	0.04	0.484	0.565	0.387	0.262	0.208	12.08614		7.890	
CC10	33.6	2.41	13.778	0.04	0.551	0.641	0.441	0.298	0.234	13.77814		7.330	
CC17	4.8	0.75	3.741	0.14	0.148	0.172	0.118	0.081	0.060	6.70176		0.288	
CC18	43.2	0.4	17.28	0.15	0.381	0.452	0.302	0.204	0.152	17.28114		0.886	
CC19	48	0.4	18.72	0.10	0.248	0.300	0.214	0.145	0.107	18.72084		0.900	
CC4	4.8	0.75	3.741	0.15	0.187	0.217	0.148	0.101	0.079	6.70176		0.318	
CC11	4.8	0.75	3.741	0.04	0.148	0.172	0.118	0.081	0.060	6.70176		0.285	
CC1	6.0	0.80	6.048	0.04	0.240	0.281	0.194	0.137	0.103	6.04804		0.220	
CC85	4.8	0.75	3.741	0.05	0.187	0.217	0.148	0.101	0.079	6.70176		0.280	
CC10	5.6	0.80	6.048	0.04	0.240	0.281	0.194	0.137	0.103	6.04804		0.220	
CC1	11.2	0.80	7.856	0.07	0.300	0.352	0.244	0.165	0.128	7.85610		0.264	
AA15	11.2	0.4	20.41	0.04	1.303	1.617	1.044	0.703	0.500	20.41004		1.000	
AA1	33.6	0.4	24.50	0.04	1.365	1.697	1.106	0.747	0.536	24.50004	300 mm	0.480	
AA13	4.8	0.75	3.741	0.01	0.148	0.172	0.118	0.081	0.060	6.70176		0.480	
AA14	4.8	0.75	3.741	0.01	0.148	0.172	0.118	0.081	0.060	6.70176		0.480	
AA2	14.4	0.75	7.250	0.04	0.360	0.424	0.292	0.206	0.160	7.25004		0.218	
CC15	4.8	0.75	3.741	0.05	0.187	0.217	0.148	0.101	0.079	6.70176		0.13	
CC1	5.6	0.80	6.048	0.04	0.240	0.281	0.194	0.137	0.103	6.04804		0.210	
CC1	4.8	0.75	3.741	0.05	0.187	0.217	0.148	0.101	0.079	6.70176		0.248	
CC1	4.8	0.75	3.741	0.06	0.187	0.217	0.148	0.101	0.079	6.70176		0.248	
CC1	24	0.44	10.80	0.04	0.400	0.491	0.330	0.228	0.175	10.80014		0.831	
CC1	4.8	0.75	3.741	0.05	0.187	0.217	0.148	0.101	0.079	6.70176		0.267	
CC1	33.6	0.41	13.778	0.04	0.551	0.641	0.441	0.298	0.234	13.77814		4.14	
CC1	36.0	0.41	15.744	0.04	0.600	0.721	0.500	0.341	0.267	15.74414		3.8	
CC1	4.8	0.75	3.741	0.04	0.148	0.172	0.118	0.081	0.060	6.70176		0.241	
CC1	4.8	0.75	3.741	0.04	0.148	0.172	0.118	0.081	0.060	6.70176		1.787	
CC1	4.8	0.75	3.741	0.04	0.148	0.172	0.118	0.081	0.060	6.70176		1.787	
CC1	14.4	0.80	7.856	0.04	0.360	0.424	0.292	0.206	0.160	7.85610		0.614	
CC1	18	0.78	7.741	0.04	0.148	0.172	0.118	0.081	0.060	6.70176		0.400	
CC1	14	0.44	10.80	0.04	0.400	0.491	0.330	0.228	0.175	10.80014		0.38	
CC1	24	0.4	10.80	0.04	1.303	1.617	1.044	0.703	0.500	10.80014		0.788	
CC1	4.8	0.75	3.741	0.06	0.187	0.217	0.148	0.101	0.079	6.70176		1.848	
CC1	10.8	0.4	27.72	0.01	1.2885	1.603	1.055	0.733	0.520	27.72004		1.428	
CC1	33.6	0.4	31.50	0.04	1.3138	1.670	1.10	0.763	0.548	31.50004		1.875	

**TABLEAUX V-III-2**  
**VILLAGE DE DIOUDE-DIABE**  
**CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT**

Tableau V-III-2-a

TRONÇON	Puissance cumulée (Kw)	Coefficient simultanéité k	KxP.cum (KW)	Longueur L(Km)	KxP.cumxl. (Kw Km)	U=KxP.cumxl./M1				Courant de phase (1.78 A/Kw)	Sections adoptées	Courant admissible	Utota
						Aluminium							
						25	35	50	70				
						M1=1.03	M1=1.41	M1=1.88	M1=2.6				
C4-C5	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.182	0.132	0.089	0.072	6.70176		2.408	
C2-C4	9.6	0.63	6.048	0.04	0.242	0.235	0.172	0.129	0.093	10.82592		2.274	
C2-C3	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.182	0.132	0.089	0.072	6.70176		2.234	
C1-C2	19.2	0.49	9.408	0.04	0.376	0.365	0.267	0.201	0.146	18.84032		2.102	
C-C1	24	0.44	10.56	0.04	0.422	0.411	0.299	0.224	0.162	18.9024		1.835	
D-D1	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.182	0.132	0.089	0.072	6.70176		1.841	
C-D	9.6	0.63	6.048	0.04	0.242	0.235	0.172	0.129	0.093	10.82592		1.708	
A2-C	38.4	0.41	15.744	0.04	0.629	0.611	0.447	0.335	0.242	28.18176		1.538	
A1-A2	43.2	0.4	17.28	0.04	0.691	0.671	0.491	0.367	0.268	30.9312		1.089	
A1-A3	4.8	0.78	3.744	0.04	0.149	0.145	0.108	0.079	0.058	6.70176		0.705	
A-A1	52.8	0.4	21.12	0.04	0.845	0.821	0.598	0.449	0.325	37.8048		0.598	
H1-H2	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.182	0.132	0.089	0.072	6.70176		0.521	
H-H1	9.6	0.63	6.048	0.04	0.242	0.235	0.172	0.129	0.093	10.82592		0.388	
A-H	14.4	0.53	7.632	0.04	0.305	0.296	0.216	0.162	0.117	13.66128	3x35 mm²	0.216	
G1-G2	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.182	0.132	0.089	0.072	6.70176		0.521	
G-G1	9.6	0.53	6.048	0.04	0.242	0.235	0.172	0.129	0.093	10.82592		0.388	
A-G	14.4	0.53	7.632	0.04	0.305	0.296	0.216	0.162	0.117	13.66128		0.216	
B2-B3	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.182	0.132	0.089	0.072	6.70176		1.228	
B1-B2	9.6	0.63	6.048	0.04	0.242	0.235	0.172	0.129	0.093	10.82592		1.086	
B-B1	14.4	0.53	7.632	0.04	0.305	0.296	0.216	0.162	0.117	13.66128		0.924	
E5-E6	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.182	0.132	0.089	0.072	6.70176		1.689	
E4-E5	9.6	0.63	6.048	0.04	0.242	0.235	0.172	0.129	0.093	10.82592		1.487	
E1-E4	14.4	0.53	7.632	0.04	0.305	0.296	0.216	0.162	0.117	13.66128		1.315	
E3-E7	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.182	0.132	0.089	0.072	6.70176		1.403	
E1-E3	9.6	0.63	6.048	0.04	0.242	0.235	0.172	0.129	0.093	10.82592		1.331	
E1-E2	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.182	0.132	0.089	0.072	6.70176		1.231	
B-E1	33.6	0.41	13.776	0.04	0.551	0.535	0.391	0.293	0.212	24.65804		1.089	
F-F1	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.182	0.132	0.089	0.072	6.70176		1.012	
B-F	9.6	0.63	6.048	0.04	0.242	0.235	0.172	0.129	0.093	10.82592		0.88	
A-B	52.4	0.4	24.96	0.04	0.9984	0.989	0.708	0.531	0.384	44.6784		0.708	

Tableau V-III-2-b

TRONÇON	Puissance cumulée (Kw)	Coefficient simultanéité k	KxP.cum (KW)	Longueur L(Km)	KxP.cumxl. (Kw Km)	U=KxP.cumxl./M1				Courant de phase (1.78 A/Kw)	Sections adoptées	Courant admissible	Utota
						Cuivre							
						38.2	48.3	59.7	74.9				
						M1=2.23	M1=2.83	M1=3.03	M1=3.48				
C4-C5	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.084	0.071	0.062	0.054	6.70176		1.521	
C2-C4	9.6	0.63	6.048	0.04	0.242	0.108	0.082	0.078	0.068	10.82592		1.436	
C2-C3	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.084	0.071	0.062	0.054	6.70176		1.412	
C1-C2	19.2	0.49	9.408	0.04	0.376	0.189	0.143	0.124	0.108	18.84032		1.328	
C-C1	24	0.44	10.56	0.04	0.422	0.189	0.161	0.139	0.121	18.9024		1.159	
D-D1	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.084	0.071	0.062	0.054	6.70176		1.162	
C-D	9.6	0.63	6.048	0.04	0.242	0.108	0.082	0.079	0.068	10.82592		1.078	
A2-C	38.4	0.41	15.744	0.04	0.629	0.282	0.238	0.207	0.181	28.18176		0.971	
A1-A2	43.2	0.4	17.28	0.04	0.691	0.308	0.263	0.228	0.198	30.9312		0.688	
A1-A3	4.8	0.78	3.744	0.04	0.149	0.067	0.057	0.049	0.043	6.70176		0.448	
A-A1	52.8	0.4	21.12	0.04	0.845	0.379	0.321	0.276	0.243	37.8048		0.379	
H1-H2	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.084	0.071	0.062	0.054	6.70176		0.521	
H-H1	9.6	0.63	6.048	0.04	0.242	0.108	0.082	0.079	0.068	10.82592		0.437	
A-H	14.4	0.53	7.632	0.04	0.305	0.137	0.118	0.101	0.087	13.66128	3x38.2 mm²	0.137	
G1-G2	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.084	0.071	0.062	0.054	6.70176		0.521	
G-G1	9.6	0.63	6.048	0.04	0.242	0.108	0.082	0.079	0.068	10.82592		0.437	
A-G	14.4	0.53	7.632	0.04	0.305	0.137	0.118	0.101	0.087	13.66128		0.137	
B2-B3	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.084	0.071	0.062	0.054	6.70176		0.777	
B1-B2	9.6	0.63	6.048	0.04	0.242	0.108	0.082	0.079	0.068	10.82592		0.893	
B-B1	14.4	0.53	7.632	0.04	0.305	0.137	0.118	0.101	0.087	13.66128		0.585	
E5-E6	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.084	0.071	0.062	0.054	6.70176		1.024	
E4-E5	9.6	0.63	6.048	0.04	0.242	0.108	0.082	0.079	0.068	10.82592		0.84	
E1-E4	14.4	0.53	7.632	0.04	0.305	0.137	0.118	0.101	0.087	13.66128		0.832	
E3-E7	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.084	0.071	0.062	0.054	6.70176		0.887	
E1-E3	9.6	0.63	6.048	0.04	0.242	0.108	0.082	0.079	0.068	10.82592		0.803	
E1-E2	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.084	0.071	0.062	0.054	6.70176		0.779	
B-E1	33.6	0.41	13.776	0.04	0.551	0.247	0.209	0.182	0.158	24.65804		0.695	
F-F1	4.8	0.78	3.744	0.05	0.187	0.084	0.071	0.062	0.054	6.70176		0.84	
B-F	9.6	0.63	6.048	0.04	0.242	0.108	0.082	0.079	0.068	10.82592		0.556	
A-B	52.4	0.4	24.96	0.04	0.9984	0.448	0.36	0.329	0.287	44.6784		0.448	

TABLEAU 002-01000

Tableau V-0-2-c

TRONÇON	Fouissure numéro 200	Coefficient amplification k	KqFaum (N)	Longueur L(Km)	KqFaum (N/Km)	L=KqFaum/L(Km) amplitude				Courant de phase (175 A/Km)	Bédoune adossée	Courant adossée	L(km)
						20+		25+					
						Mt=2.00	Mt=1.75	Mt=1.50	Mt=1.25				
D4C8	4.8	0.76	3.744	0.08	0.187	0.217	0.148	0.101	0.078	6.70178		3.943	
D5C4	8.4	0.65	5.048	0.04	0.640	0.391	0.186	0.131	0.103	10.82982		3.728	
D5C5	4.8	0.76	3.744	0.08	0.187	0.217	0.148	0.101	0.078	6.70178		3.961	
C1C9	18.2	0.48	8.408	0.04	0.378	0.437	0.291	0.202	0.161	14.54029		3.444	
C2C1	0.1	0.44	0.396	0.04	0.488	0.491	0.337	0.288	0.178	18.8024		3.007	
D0C1	4.8	0.76	3.744	0.08	0.187	0.217	0.148	0.101	0.078	6.70178		3.014	
CC	8.4	0.65	5.048	0.04	0.640	0.391	0.186	0.131	0.103	10.82982		2.797	
AGC	28.4	0.41	18.744	0.04	0.809	0.721	0.609	0.341	0.267	28.18178		2.818	
ATC2	18.2	0.4	17.28	0.04	0.881	0.809	0.685	0.374	0.294	10.2912		1.785	
ATC3	4.8	0.76	3.744	0.04	0.148	0.178	0.118	0.081	0.069	6.70178		1.155	
AA1	20.0	0.4	21.12	0.04	0.948	0.869	0.678	0.469	0.368	37.3014		0.892	
PH28	4.8	0.76	3.744	0.08	0.187	0.217	0.148	0.101	0.078	6.70178		0.895	
HHT	8.4	0.65	5.048	0.04	0.640	0.391	0.186	0.131	0.103	10.82982		0.695	
4H	14.4	0.53	7.632	0.04	0.352	0.384	0.244	0.165	0.121	13.60128	200 mm	0.364	
G1C3	4.8	0.76	3.744	0.08	0.187	0.217	0.148	0.101	0.078	6.70178		0.682	
SC1	8.4	0.65	5.048	0.04	0.640	0.391	0.186	0.131	0.103	10.82982		0.635	
4C	4.4	0.62	2.708	0.04	0.308	0.351	0.244	0.168	0.121	12.60128		0.364	
SC3	4.8	0.76	3.744	0.08	0.187	0.217	0.148	0.101	0.078	6.70178		0.715	
21B2	8.4	0.65	5.048	0.04	0.640	0.391	0.186	0.131	0.103	10.82982		1.786	
SB1	14.4	0.53	7.632	0.04	0.352	0.384	0.244	0.168	0.121	13.60128		1.818	
1518	4.8	0.76	3.744	0.08	0.187	0.217	0.148	0.101	0.078	6.70178		2.684	
14C3	8.4	0.65	5.048	0.04	0.640	0.391	0.186	0.131	0.103	10.82982		3.431	
11C4	14.4	0.53	7.632	0.04	0.352	0.384	0.244	0.168	0.121	13.60128		3.158	
10C7	4.8	0.76	3.744	0.08	0.187	0.217	0.148	0.101	0.078	6.70178		3.3	
11C5	8.4	0.65	5.048	0.04	0.640	0.391	0.186	0.131	0.103	10.82982		2.983	
11C9	4.8	0.76	3.744	0.08	0.187	0.217	0.148	0.101	0.078	6.70178		2.71	
10C1	18.2	0.47	13.776	0.04	0.881	0.809	0.685	0.378	0.294	24.80984		1.803	
10C1	4.8	0.76	3.744	0.08	0.187	0.217	0.148	0.101	0.078	6.70178		1.889	
B7	8.4	0.65	5.048	0.04	0.640	0.391	0.186	0.131	0.103	10.82982		1.448	
4B	10.4	0.4	24.88	0.04	0.988	1.181	0.788	0.538	0.408	44.6784		1.181	

**TABLA IV.104**  
**VILLAGE DE L'ONCE**  
**CHASSE ELECTRIQUE COLLECTIVE**

Tableau IV.104

TRONÇON	Puisance nominale (kW)	Coefficient admissibilité $\alpha$	Kef (somme (kW))	Longueur (L) (m)	Kef (somme (W/Km))	U=Kef*Puisance/MV				Courant de phase (A) (230/400V)	Sections admissibles	Courant admissible	Liberal
						Aluminium							
						35	35	35	70				
						M1=0,25	M1=0,41	M1=1,06	M1=2,08				
JL	18	0,78	3,74	0,08	0,187	3,194	3,194	3,194	3,194	0,073	6,70176	2,017	
JK	18	0,78	3,74	0,08	0,187	3,194	3,194	3,194	3,194	0,073	6,70176	2,017	
KL	14,4	0,80	7,00	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,117	13,88128	3,328	
KN	18	0,78	3,74	0,08	0,187	3,194	3,194	3,194	3,194	0,073	6,70176	2,017	
HO	18	0,80	8,08	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,081	10,80000	2,807	
CI	14,4	0,80	7,00	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,117	13,88128	3,328	
CO	18	0,78	3,74	0,08	0,187	3,194	3,194	3,194	3,194	0,073	6,70176	2,017	
DO	36,4	0,41	16,74	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,240	26,18176	6,701	
EJ	18	0,78	3,74	0,08	0,187	3,194	3,194	3,194	3,194	0,073	6,70176	2,017	
DE	22	0,80	8,08	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,090	10,80000	2,807	
CO	30,8	0,41	12,70	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,240	26,18176	6,701	
EC	37,2	0,41	15,34	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,260	41,54176	10,521	
AE	36,4	0,41	14,86	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,240	44,8784	11,471	
EA	37,2	0,41	16,88	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,270	48,1760	12,301	

Tableau IV.105

TRONÇON	Puisance nominale (kW)	Coefficient admissibilité $\alpha$	Kef (somme (kW))	Longueur (L) (m)	Kef (somme (W/Km))	U=Kef*Puisance/MV				Courant de phase (A) (230/400V)	Sections admissibles	Courant admissible	Liberal
						Aluminium							
						35	35	35	70				
						M1=0,25	M1=0,41	M1=1,06	M1=2,08				
JL	18	0,78	3,74	0,08	0,187	3,194	3,194	3,194	3,194	0,073	6,70176	2,017	
JK	18	0,78	3,74	0,08	0,187	3,194	3,194	3,194	3,194	0,073	6,70176	2,017	
KL	14,4	0,80	7,00	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,117	13,88128	3,328	
KN	18	0,78	3,74	0,08	0,187	3,194	3,194	3,194	3,194	0,073	6,70176	2,017	
HO	18	0,80	8,08	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,081	10,80000	2,807	
CI	14,4	0,80	7,00	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,117	13,88128	3,328	
CO	18	0,78	3,74	0,08	0,187	3,194	3,194	3,194	3,194	0,073	6,70176	2,017	
DO	36,4	0,41	16,74	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,240	26,18176	6,701	
EJ	18	0,78	3,74	0,08	0,187	3,194	3,194	3,194	3,194	0,073	6,70176	2,017	
DE	22	0,80	8,08	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,090	10,80000	2,807	
CO	30,8	0,41	12,70	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,240	26,18176	6,701	
EC	37,2	0,41	15,34	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,260	41,54176	10,521	
AE	36,4	0,41	14,86	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,240	44,8784	11,471	
EA	37,2	0,41	16,88	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,270	48,1760	12,301	

Tableau IV.106

TRONÇON	Puisance nominale (kW)	Coefficient admissibilité $\alpha$	Kef (somme (kW))	Longueur (L) (m)	Kef (somme (W/Km))	U=Kef*Puisance/MV				Courant de phase (A) (230/400V)	Sections admissibles	Courant admissible	Liberal
						Aluminium							
						35	35	35	70				
						M1=0,25	M1=0,41	M1=1,06	M1=2,08				
JL	18	0,78	3,74	0,08	0,187	3,194	3,194	3,194	3,194	0,073	6,70176	2,017	
JK	18	0,78	3,74	0,08	0,187	3,194	3,194	3,194	3,194	0,073	6,70176	2,017	
KL	14,4	0,80	7,00	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,117	13,88128	3,328	
KN	18	0,78	3,74	0,08	0,187	3,194	3,194	3,194	3,194	0,073	6,70176	2,017	
HO	18	0,80	8,08	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,100	12,80000	3,328	
CI	14,4	0,80	7,00	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,117	13,88128	3,328	
CO	18	0,78	3,74	0,08	0,187	3,194	3,194	3,194	3,194	0,073	6,70176	2,017	
DO	36,4	0,41	16,74	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,240	26,18176	6,701	
EJ	18	0,78	3,74	0,08	0,187	3,194	3,194	3,194	3,194	0,073	6,70176	2,017	
DE	22	0,80	8,08	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,100	12,80000	3,328	
CO	30,8	0,41	12,70	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,240	26,18176	6,701	
EC	37,2	0,41	15,34	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,260	41,54176	10,521	
AE	36,4	0,41	14,86	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,240	44,8784	11,471	
EA	37,2	0,41	16,88	0,04	0,200	3,194	3,194	3,194	3,194	0,270	48,1760	12,301	





**ETUDE DU RESEAU  
SELON LA DISTRIBUTION  
BIPHASEE**

**TABELA IV.1  
VALORI DI TENSILE  
CALCE ELETTRICAMENTE RESISTENTE**

Tabela IV.1.a

TIPOLOGIA	Pulsazione sintetica (Hz)	Coefficiente d'impulso (k)	RfP (N/mm <sup>2</sup> )	Lunghezza (L) (cm)	RfP (N/mm <sup>2</sup> )	U-FAK (N/mm <sup>2</sup> )				Coefficiente di prova G <sub>pr</sub> (N/mm <sup>2</sup> )	Sede di colloquio	Coefficiente sismatico	Libera
						Allungamento							
						20	30	50	70				
						M1=0,72	M2=1	M3=1,28	M4=1,60				
CC-20	4,0	0,70	2,744	0,28	0,187	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	7,200
CC-25	4,0	0,80	3,240	0,34	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	7,700
CC-30	4,0	0,90	3,736	0,40	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	8,200
CC-35	4,0	1,00	4,232	0,46	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	8,700
CC-40	4,0	1,10	4,728	0,52	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	9,200
CC-45	4,0	1,20	5,224	0,58	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	9,700
CC-50	4,0	1,30	5,720	0,64	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	10,200
CC-55	4,0	1,40	6,216	0,70	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	10,700
CC-60	4,0	1,50	6,712	0,76	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	11,200
CC-65	4,0	1,60	7,208	0,82	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	11,700
CC-70	4,0	1,70	7,704	0,88	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	12,200
CC-75	4,0	1,80	8,200	0,94	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	12,700
CC-80	4,0	1,90	8,696	1,00	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	13,200
CC-85	4,0	2,00	9,192	1,06	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	13,700
CC-90	4,0	2,10	9,688	1,12	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	14,200
CC-95	4,0	2,20	10,184	1,18	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	14,700
CC-100	4,0	2,30	10,680	1,24	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	15,200
CC-105	4,0	2,40	11,176	1,30	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	15,700
CC-110	4,0	2,50	11,672	1,36	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	16,200
CC-115	4,0	2,60	12,168	1,42	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	16,700
CC-120	4,0	2,70	12,664	1,48	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	17,200
CC-125	4,0	2,80	13,160	1,54	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	17,700
CC-130	4,0	2,90	13,656	1,60	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	18,200
CC-135	4,0	3,00	14,152	1,66	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	18,700
CC-140	4,0	3,10	14,648	1,72	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	19,200
CC-145	4,0	3,20	15,144	1,78	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	19,700
CC-150	4,0	3,30	15,640	1,84	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	20,200
CC-155	4,0	3,40	16,136	1,90	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	20,700
CC-160	4,0	3,50	16,632	1,96	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	21,200
CC-165	4,0	3,60	17,128	2,02	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	21,700
CC-170	4,0	3,70	17,624	2,08	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	22,200
CC-175	4,0	3,80	18,120	2,14	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	22,700
CC-180	4,0	3,90	18,616	2,20	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	23,200
CC-185	4,0	4,00	19,112	2,26	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	23,700
CC-190	4,0	4,10	19,608	2,32	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	24,200
CC-195	4,0	4,20	20,104	2,38	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	24,700
CC-200	4,0	4,30	20,600	2,44	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	25,200
CC-205	4,0	4,40	21,096	2,50	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	25,700
CC-210	4,0	4,50	21,592	2,56	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	26,200
CC-215	4,0	4,60	22,088	2,62	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	26,700
CC-220	4,0	4,70	22,584	2,68	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	27,200
CC-225	4,0	4,80	23,080	2,74	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	27,700
CC-230	4,0	4,90	23,576	2,80	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	28,200
CC-235	4,0	5,00	24,072	2,86	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	28,700
CC-240	4,0	5,10	24,568	2,92	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	29,200
CC-245	4,0	5,20	25,064	2,98	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	29,700
CC-250	4,0	5,30	25,560	3,04	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	30,200
CC-255	4,0	5,40	26,056	3,10	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	30,700
CC-260	4,0	5,50	26,552	3,16	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	31,200
CC-265	4,0	5,60	27,048	3,22	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	31,700
CC-270	4,0	5,70	27,544	3,28	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	32,200
CC-275	4,0	5,80	28,040	3,34	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	32,700
CC-280	4,0	5,90	28,536	3,40	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	33,200
CC-285	4,0	6,00	29,032	3,46	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	33,700
CC-290	4,0	6,10	29,528	3,52	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	34,200
CC-295	4,0	6,20	30,024	3,58	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	34,700
CC-300	4,0	6,30	30,520	3,64	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	35,200
CC-305	4,0	6,40	31,016	3,70	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	35,700
CC-310	4,0	6,50	31,512	3,76	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	36,200
CC-315	4,0	6,60	32,008	3,82	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	36,700
CC-320	4,0	6,70	32,504	3,88	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	37,200
CC-325	4,0	6,80	33,000	3,94	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	37,700
CC-330	4,0	6,90	33,496	4,00	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	38,200
CC-335	4,0	7,00	33,992	4,06	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	38,700
CC-340	4,0	7,10	34,488	4,12	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	39,200
CC-345	4,0	7,20	34,984	4,18	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	39,700
CC-350	4,0	7,30	35,480	4,24	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	40,200
CC-355	4,0	7,40	35,976	4,30	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	40,700
CC-360	4,0	7,50	36,472	4,36	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	41,200
CC-365	4,0	7,60	36,968	4,42	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	41,700
CC-370	4,0	7,70	37,464	4,48	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	42,200
CC-375	4,0	7,80	37,960	4,54	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	42,700
CC-380	4,0	7,90	38,456	4,60	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	43,200
CC-385	4,0	8,00	38,952	4,66	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240	0,250	0,260	0,270	43,700
CC-390	4,0	8,10	39,448	4,72	0,200	0,210	0,220	0,230	0,240				

**Table V.10.1 (Contd.)**

FROTHIN	Kilowatt capacity (KW)	Coefficients of utilization (%)	Kilowatt (KW)	Largest Unit	Kilowatt (KW)	Unit/Power/M				Demand in MW	Existing capacity	Capacity addition	Total
						Area							
						SI	SI 2	SI 3	SI 4				
MT=0.07	MT=0.08	MT=0.09	MT=0.10										
0202	4.5	5.15	234	208	0.187	0.208	0.231	0.258	0.313	8.077			10.888
0103	4.5	5.85	246	224	0.210	0.236	0.263	0.290	0.345	10.200			12.40
0201	11.7	2.85	720	654	0.268	0.294	0.321	0.347	0.467	10.790			12.887
0204	4.5	2.28	1248	1128	0.180	0.206	0.232	0.258	0.333	8.077			10.07
0207	11.7	3.15	1536	1392	0.220	0.246	0.272	0.298	0.393	10.180			11.784
0205	4.5	3.00	1536	1392	0.240	0.266	0.292	0.318	0.393	10.180			11.187
0206	4.5	3.45	1536	1392	0.260	0.286	0.312	0.338	0.433	10.996			13.100
0208	4.5	2.70	1248	1128	0.160	0.186	0.212	0.238	0.283	8.077			9.889
0209	4.5	3.15	1248	1128	0.180	0.206	0.232	0.258	0.313	8.077			9.448
0210	4.5	3.60	1248	1128	0.200	0.226	0.252	0.278	0.343	8.077			9.307
0211	4.5	4.05	1248	1128	0.220	0.246	0.272	0.298	0.373	8.077			9.266
0212	4.5	4.50	1248	1128	0.240	0.266	0.292	0.318	0.403	8.077			9.225
0213	4.5	4.95	1248	1128	0.260	0.286	0.312	0.338	0.433	8.077			9.184
0214	4.5	5.40	1248	1128	0.280	0.306	0.332	0.358	0.453	8.077			9.143
0215	4.5	5.85	1248	1128	0.300	0.326	0.352	0.378	0.483	8.077			9.102
0216	4.5	6.30	1248	1128	0.320	0.346	0.372	0.398	0.503	8.077			9.061
0217	4.5	6.75	1248	1128	0.340	0.366	0.392	0.418	0.523	8.077			9.020
0218	4.5	7.20	1248	1128	0.360	0.386	0.412	0.438	0.543	8.077			8.979
0219	4.5	7.65	1248	1128	0.380	0.406	0.432	0.458	0.563	8.077			8.938
0220	4.5	8.10	1248	1128	0.400	0.426	0.452	0.478	0.583	8.077			8.897
0221	4.5	8.55	1248	1128	0.420	0.446	0.472	0.498	0.603	8.077			8.856
0222	4.5	9.00	1248	1128	0.440	0.466	0.492	0.518	0.623	8.077			8.815
0223	4.5	9.45	1248	1128	0.460	0.486	0.512	0.538	0.643	8.077			8.774
0224	4.5	9.90	1248	1128	0.480	0.506	0.532	0.558	0.663	8.077			8.733
0225	4.5	10.35	1248	1128	0.500	0.526	0.552	0.578	0.683	8.077			8.692
0226	4.5	10.80	1248	1128	0.520	0.546	0.572	0.598	0.703	8.077			8.651
0227	4.5	11.25	1248	1128	0.540	0.566	0.592	0.618	0.723	8.077			8.610
0228	4.5	11.70	1248	1128	0.560	0.586	0.612	0.638	0.743	8.077			8.569
0229	4.5	12.15	1248	1128	0.580	0.606	0.632	0.658	0.763	8.077			8.528
0230	4.5	12.60	1248	1128	0.600	0.626	0.652	0.678	0.783	8.077			8.487
0231	4.5	13.05	1248	1128	0.620	0.646	0.672	0.698	0.803	8.077			8.446
0232	4.5	13.50	1248	1128	0.640	0.666	0.692	0.718	0.823	8.077			8.405
0233	4.5	13.95	1248	1128	0.660	0.686	0.712	0.738	0.843	8.077			8.364
0234	4.5	14.40	1248	1128	0.680	0.706	0.732	0.758	0.863	8.077			8.323
0235	4.5	14.85	1248	1128	0.700	0.726	0.752	0.778	0.883	8.077			8.282
0236	4.5	15.30	1248	1128	0.720	0.746	0.772	0.798	0.903	8.077			8.241
0237	4.5	15.75	1248	1128	0.740	0.766	0.792	0.818	0.923	8.077			8.200
0238	4.5	16.20	1248	1128	0.760	0.786	0.812	0.838	0.943	8.077			8.159
0239	4.5	16.65	1248	1128	0.780	0.806	0.832	0.858	0.963	8.077			8.118
0240	4.5	17.10	1248	1128	0.800	0.826	0.852	0.878	0.983	8.077			8.077
0241	4.5	17.55	1248	1128	0.820	0.846	0.872	0.898	1.003	8.077			8.036
0242	4.5	18.00	1248	1128	0.840	0.866	0.892	0.918	1.023	8.077			7.995
0243	4.5	18.45	1248	1128	0.860	0.886	0.912	0.938	1.043	8.077			7.954
0244	4.5	18.90	1248	1128	0.880	0.906	0.932	0.958	1.063	8.077			7.913
0245	4.5	19.35	1248	1128	0.900	0.926	0.952	0.978	1.083	8.077			7.872
0246	4.5	19.80	1248	1128	0.920	0.946	0.972	0.998	1.103	8.077			7.831
0247	4.5	20.25	1248	1128	0.940	0.966	0.992	1.018	1.123	8.077			7.790
0248	4.5	20.70	1248	1128	0.960	0.986	1.012	1.038	1.143	8.077			7.749
0249	4.5	21.15	1248	1128	0.980	1.006	1.032	1.058	1.163	8.077			7.708
0250	4.5	21.60	1248	1128	1.000	1.026	1.052	1.078	1.183	8.077			7.667
0251	4.5	22.05	1248	1128	1.020	1.046	1.072	1.098	1.203	8.077			7.626
0252	4.5	22.50	1248	1128	1.040	1.066	1.092	1.118	1.223	8.077			7.585
0253	4.5	22.95	1248	1128	1.060	1.086	1.112	1.138	1.243	8.077			7.544
0254	4.5	23.40	1248	1128	1.080	1.106	1.132	1.158	1.263	8.077			7.503
0255	4.5	23.85	1248	1128	1.100	1.126	1.152	1.178	1.283	8.077			7.462
0256	4.5	24.30	1248	1128	1.120	1.146	1.172	1.198	1.303	8.077			7.421
0257	4.5	24.75	1248	1128	1.140	1.166	1.192	1.218	1.323	8.077			7.380
0258	4.5	25.20	1248	1128	1.160	1.186	1.212	1.238	1.343	8.077			7.339
0259	4.5	25.65	1248	1128	1.180	1.206	1.232	1.258	1.363	8.077			7.298
0260	4.5	26.10	1248	1128	1.200	1.226	1.252	1.278	1.383	8.077			7.257
0261	4.5	26.55	1248	1128	1.220	1.246	1.272	1.298	1.403	8.077			7.216
0262	4.5	27.00	1248	1128	1.240	1.266	1.292	1.318	1.423	8.077			7.175
0263	4.5	27.45	1248	1128	1.260	1.286	1.312	1.338	1.443	8.077			7.134
0264	4.5	27.90	1248	1128	1.280	1.306	1.332	1.358	1.463	8.077			7.093
0265	4.5	28.35	1248	1128	1.300	1.326	1.352	1.378	1.483	8.077			7.052
0266	4.5	28.80	1248	1128	1.320	1.346	1.372	1.398	1.503	8.077			7.011
0267	4.5	29.25	1248	1128	1.340	1.366	1.392	1.418	1.523	8.077			6.970
0268	4.5	29.70	1248	1128	1.360	1.386	1.412	1.438	1.543	8.077			6.929
0269	4.5	30.15	1248	1128	1.380	1.406	1.432	1.458	1.563	8.077			6.888
0270	4.5	30.60	1248	1128	1.400	1.426	1.452	1.478	1.583	8.077			6.847
0271	4.5	31.05	1248	1128	1.420	1.446	1.472	1.498	1.603	8.077			6.806
0272	4.5	31.50	1248	1128	1.440	1.466	1.492	1.518	1.623	8.077			6.765
0273	4.5	31.95	1248	1128	1.460	1.486	1.512	1.538	1.643	8.077			6.724
0274	4.5	32.40	1248	1128	1.480	1.506	1.532	1.558	1.663	8.077			6.683
0275	4.5	32.85	1248	1128	1.500	1.526	1.552	1.578	1.683	8.077			6.642
0276	4.5	33.30	1248	1128	1.520	1.546	1.572	1.598	1.703	8.077			6.601
0277	4.5	33.75	1248	1128	1.540	1.566	1.592	1.618	1.723	8.077			6.560
0278	4.5	34.20	1248	1128	1.560	1.586	1.612	1.638	1.743	8.077			6.519
0279	4.5	34.65	1248	1128	1.580	1.606	1.632	1.658	1.763	8.077			6.478
0280	4.5	35.10	1248	1128	1.600	1.626	1.652	1.678	1.783	8.077			6.437
0281	4.5	35.55	1248	1128	1.620	1.646	1.672	1.698	1.803	8.077			6.396
0282	4.5	36.00	1248	1128	1.640	1.666	1.692	1.718	1.823	8.077			6.355
0283	4.5	36.45	1248	1128	1.660	1.686	1.712	1.738	1.843	8.077			6.314
0284	4.5	36.90	1248	1128	1.680	1.706	1.732	1.758	1.863	8.077			6.273
0285	4.5	37.35	1248	1128	1.700	1.726	1.752	1.778	1.883	8.077			6.232
0286	4.5	37.80	1248	1128	1.720	1.746	1.772	1.798	1.903	8.077			6.191
0287	4.5	38.25	1248	1128	1.740	1.766	1.792	1.818	1.923	8.077			6.150
0288	4.5	38.70	1248	1128	1.760	1.786	1.812	1.838	1.943	8.077			6.109
0289	4.5	39.15	1248	1128	1.780	1.806	1.832	1.858	1.963	8.077			6.068
0290	4.5	39.60	1248	1128	1.800	1.826	1.852	1.878	1.983	8.077			6.027
0291	4.5	40.05	1248	1128	1.820	1.846	1.872	1.898	2.003	8.077			5.986
0292	4.5	40.50	1248	1128	1.840	1.866	1.892	1.918	2.023	8.077			5.945
0293	4.5	40.95	1248	1128	1.860	1.886	1.912	1.938	2.043	8.077			5.904
0294	4.5	41.40	1248	1128	1.880	1.906	1.932	1.958	2.063	8.077			5.863

**TABELAUX V. IV - II**  
**TABLEAU DE DONNÉES DIAPHR**  
**CALCUL ÉLECTRIQUE DU NIVEAU III**

Tableau V. IV. 2a

TRONÇON	Puissance admise (Kw)	Coefficient multiplicateur $\alpha$	Keff zone (000)	Longueur (L/m)	Keff zone (Kw/Km)	U=Keff zone (M) <sup>2</sup>				Courants phase (A) 10 AMP	Sections admissibles	Courant admissible	Ligne
						Aluminium							
						SE	SE	SE	SE				
						M1=0,75	M1=1	M1=1,25	M1=1,50				
C475	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			2,200
C500	8,8	0,80	8,048	0,04	0,840	0,831	0,240	0,180	0,131	12,2421			2,200
C525	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			2,15
C550	16,2	0,80	14,088	0,04	0,370	0,615	0,273	0,200	0,154	16,2000			2,05
C575	8,8	0,84	10,888	0,04	0,400	0,618	0,255	0,211	0,158	10,2000			2,05
C600	4,8	0,79	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			2,05
C625	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			2,05
ABC	36,4	0,15	16,744	0,04	0,828	0,880	0,258	0,410	0,240	34,4000			2,00
A1-40	40,2	0,4	17,28	0,04	0,881	0,946	0,281	0,318	0,170	37,4000			2,00
A1-45	4,8	0,78	3,744	0,04	0,148	0,204	0,148	0,110	0,080	8,1868			1,95
A61	30,8	0,4	21,32	0,04	0,840	1,107	0,868	0,408	0,408	46,2000			1,95
H1-40	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,95
H40	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,95
A1	42,2	0,50	7,822	0,04	0,200	0,418	0,308	0,228	0,158	18,7000		200	2,00
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,90
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,90
A1	41,2	0,50	7,822	0,04	0,200	0,418	0,308	0,228	0,158	18,7000			1,90
B1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
B50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
B1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
B50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
B1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
B50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85
C1-00	4,8	0,78	3,744	0,08	0,187	0,286	0,187	0,141	0,101	8,1868			1,85
C50	8,8	0,80	8,048	0,04	0,240	0,351	0,240	0,180	0,131	12,2421			1,85



**TABELAUX DES  
VILLES DE L'ÉNERGIE  
CALCUL ÉLECTRIQUE DU RÉSEAU ET**

Tableau V.10.4

TRONÇON	Puissance nominale [kW]	Coefficient multiplicateur k	Kd [p.u.]	Longueur [km]	Kd [p.u./km]	L'IMPACT DU N°1				Cours de phase [0-10 A/MW]	Secteur alimenté	Circuit alimenté	Ligne
						Alimentés							
						20	30	50	70				
						W1+T3	W1+1	W1+T3	W1+T3				
JC	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			4,28
JK	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			4,28
KL	14,4	1,152	3,297	0,24	0,72	0,230	0,30	0,268	0,180	6,166			4,72
LM	14,4	1,152	3,297	0,24	0,72	0,230	0,30	0,268	0,180	6,166			4,72
LN	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			4,28
LO	14,4	1,152	3,297	0,24	0,72	0,230	0,30	0,268	0,180	6,166			4,72
LP	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			4,28
LQ	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			4,28
LR	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			4,28
LS	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			4,28
LT	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			4,28
LU	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			4,28
LV	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			4,28
LW	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			4,28
LX	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			4,28
LY	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			4,28
LZ	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			4,28
AA	18,4	1,4	34,36	0,24	0,68	1,36	0,99	1,74	1,24	24,204			1,22
AB	18,4	1,4	34,36	0,24	0,68	1,36	0,99	1,74	1,24	24,204			1,22
BA	18,4	1,4	34,36	0,24	0,68	1,36	0,99	1,74	1,24	24,204			1,22

Tableau V.10.5

TRONÇON	Puissance nominale [kW]	Coefficient multiplicateur k	Kd [p.u.]	Longueur [km]	Kd [p.u./km]	L'IMPACT DU N°2				Cours de phase [0-10 A/MW]	Secteur alimenté	Circuit alimenté	Ligne
						Alimentés							
						20	30	50	70				
						W1+T3	W1+T3	W1+T3	W1+T3				
JC	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,136
JK	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,136
KL	14,4	1,152	3,297	0,24	0,72	0,230	0,30	0,268	0,180	6,166			3,221
LM	14,4	1,152	3,297	0,24	0,72	0,230	0,30	0,268	0,180	6,166			3,221
LN	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,136
LO	14,4	1,152	3,297	0,24	0,72	0,230	0,30	0,268	0,180	6,166			3,172
LP	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,136
LQ	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,136
LR	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,136
LS	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,136
LT	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,136
LU	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,136
LV	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,136
LW	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,136
LX	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,136
LY	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,136
LZ	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,136
AA	18,4	1,4	34,36	0,24	0,68	1,36	0,99	1,74	1,24	24,204			1,22
AB	18,4	1,4	34,36	0,24	0,68	1,36	0,99	1,74	1,24	24,204			1,22
BA	18,4	1,4	34,36	0,24	0,68	1,36	0,99	1,74	1,24	24,204			1,22

TRONÇON	Puissance nominale [kW]	Coefficient multiplicateur k	Kd [p.u.]	Longueur [km]	Kd [p.u./km]	L'IMPACT DU N°3				Cours de phase [0-10 A/MW]	Secteur alimenté	Circuit alimenté	Ligne
						Alimentés							
						20	30	50	70				
						W1+T3	W1+T3	W1+T3	W1+T3				
JC	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,128
JK	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,128
KL	14,4	1,152	3,297	0,24	0,72	0,230	0,30	0,268	0,180	6,166			3,201
LM	14,4	1,152	3,297	0,24	0,72	0,230	0,30	0,268	0,180	6,166			3,201
LN	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,128
LO	14,4	1,152	3,297	0,24	0,72	0,230	0,30	0,268	0,180	6,166			3,201
LP	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,128
LQ	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,128
LR	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,128
LS	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,128
LT	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,128
LU	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,128
LV	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,128
LW	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,128
LX	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,128
LY	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,128
LZ	18	1,29	3,742	0,28	0,92	0,288	0,38	0,341	0,225	8,199			3,128
AA	18,4	1,4	34,36	0,24	0,68	1,36	0,99	1,74	1,24	24,204			1,22
AB	18,4	1,4	34,36	0,24	0,68	1,36	0,99	1,74	1,24	24,204			1,22
BA	18,4	1,4	34,36	0,24	0,68	1,36	0,99	1,74	1,24	24,204			1,22



**ETUDE DU RESEAU  
SELON LE SYSTEME MALT**



**TABLEAU V.V-1  
VILLAGE DE TIDOURAICI  
CALCUL DU RESEAU MT INTERNE**

Tableau V.V-1-a

TRONÇON	Puissance demandée (Kw)	Longueur (LKM)	P. calcul (MVA/Km)	U x P calcul / M <sup>2</sup> Alignement				Courant de phase (A/0,00001Kv)	Section admissible	Courant admissible	Utilité
				SS	SS	SS	TS				
				M1 = 3.17	M1 = 2.94	M1 = 3.2	M1 = 3				
B-C	48	0.100	0.000	0.0002	0.0017	0.0013	0.0006	0.284		0.0007	
A-B	27.2	0.100	0.0007	0.0004	0.0003	0.0006	0.0016	0.200	1434	0.000	
B-E	48	0.1	0.0048	0.0002	0.0019	0.0012	0.0008	0.284		0.0018	

Tableau V.V-1-b

TRONÇON	Puissance demandée (Kw)	Longueur (LKM)	P. calcul (MVA/Km)	U x P calcul / M <sup>2</sup> Alignement				Courant de phase (A/0,00001Kv)	Section admissible	Courant admissible	Utilité
				SS-A	SS-B	TS-S	-SS				
				M1 = 3.87	M1 = 3.87	M1 = 4.2	M1 = 7.87				
B-C	48	0.100	0.000	0.000	0.0013	0.001	0.0007	0.284		0.0003	
A-B	27.2	0.100	0.0007	0.0003	0.0003	0.0017	0.0011	0.200	1434.4	0.0003	
B-E	48	0.1	0.0048	0.0019	0.0019	0.001	0.0006	0.284		0.0018	

Tableau V.V-1-c

TRONÇON	Puissance demandée (Kw)	Longueur (LKM)	P. calcul (MVA/Km)	U x P calcul / M <sup>2</sup> Côté				Courant de phase (A/0,00001Kv)	Section admissible	Courant admissible	Utilité
				SS-B	SS	SS-A	SS-B				
				M1 = 3.9	M1 = 3.00	M1 = 3.9	M1 = 4.00				
B-C	48	0.100	0.000	0.0019	0.0019	0.0013	0.001	0.284		0.0009	
A-B	27.2	0.100	0.0007	0.0001	0.0009	0.0003	0.0019	0.200	1434.8	0.0012	
B-E	48	0.1	0.0048	0.0013	0.0019	0.0013	0.001	0.284		0.001	

**TABLEAUX V.V-1'**  
**VILLAGE DE THURSDALE**  
**CALCIA ELECTRIQUE DU RESEAU BT**

Tableau V.V-1'a

TRINÇON	Puissance calculée (KW)	Coefficient multiplicateur K	K.P. cum (KW)	Longueur (Kmc)	K.P. cumul (KW/Kmc)	U=K.P.cumul/M <sup>2</sup>				Courses de phase (0.369/KV)	Secteur admissibles	Courses admissibles	Ligne
						Aluminium							
						33	35	30	20				
C1-C3	4.8	0.78	3.744	0.04	0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03	1x36 mm <sup>2</sup>	336	1.080
C2-C1	4.8	0.80	3.840		0.240	0.710	0.518	0.364	0.278	30.26			1.045
C3-C4	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			1.080
C4-C3	4.8	0.83	3.984		0.240	0.710	0.518	0.364	0.278	30.36			1.045
C5-C3	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			1.080
CCC	10.0	0.42	4.200		0.480	1.400	1.00	0.700	0.500	64.71			0.00
C6-C3	4.8	0.78	3.744		0.208	0.64	0.471	0.336	0.252	30.03			1.117
C6-C6	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			1.117
C7-C3	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			1.117
C7-C6	10.0	0.44	4.400		0.270	1.107	0.8	0.567	0.430	50.33			0.00
80-81	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			1.247
80-83	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			0.147
84-86	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			0.240
80-84	4.8	0.80	3.840		0.240	0.710	0.518	0.364	0.278	30.33			0.240
80-82	10.0	0.40	4.000		0.270	1.107	0.8	0.567	0.430	50.33			1.00
8-89	10.0	0.43	4.300		0.480	1.400	1.00	0.700	0.500	64.71			1.00
87-88	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			1.481
86-87	4.8	0.83	3.984		0.240	0.710	0.518	0.364	0.278	30.33			1.124
8-86	14.4	0.50	7.200		0.250	0.880	0.640	0.464	0.350	40.82			0.240
80-81	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			1.215
80-83	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			1.215
83-84	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			1.73
80-82	10.0	0.40	4.000		0.270	1.107	0.8	0.567	0.430	50.33			1.413
8-80	24	0.44	10.56		0.400	1.260	0.880	0.616	0.472	64.8			0.00
88-88	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			0.33
88-86	4.8	0.83	3.984		0.240	0.710	0.518	0.364	0.278	30.30			0.213
88-87	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			0.218
88-89	10.0	0.40	4.000		0.270	1.107	0.8	0.567	0.430	50.33			1.080
88-8	24	0.44	10.56		0.400	1.260	0.880	0.616	0.472	64.8			0.00
80-01	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			1.848
C2-C3	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			1.848
C4-C6	4.8	0.78	3.744		0.120	0.48	0.351	0.258	0.192	30.03			1.884
C5-C4	10.0	0.40	4.000		0.240	0.710	0.518	0.364	0.278	30.33			0.147
C5-C3	10.0	0.40	4.000		0.270	1.107	0.8	0.567	0.430	50.33			0.100
D-00	24	0.44	10.56		0.400	1.260	0.880	0.616	0.472	64.8			0.00
86-07	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			0.00
D-08	4.8	0.80	3.840		0.240	0.710	0.518	0.364	0.278	30.33			0.00

Tableau V.V-1'b

TRINÇON	Puissance calculée (KW)	Coefficient multiplicateur K	K.P. cum (KW)	Longueur (Kmc)	K.P. cumul (KW/Kmc)	U=K.P.cumul/M <sup>2</sup>				Courses de phase (0.369/KV)	Secteur admissibles	Courses admissibles	Ligne
						Courses							
						33-2	40-3	33-7	24-8				
C1-C3	4.8	0.78	3.744	0.04	0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03	1x36.2 mm <sup>2</sup>	300	1.188
C2-C1	4.8	0.80	3.840		0.240	0.307	0.278	0.24	0.208	30.30			1.281
C3-C4	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			1.188
C4-C3	4.8	0.83	3.984		0.240	0.307	0.278	0.24	0.208	30.33			0.897
C5-C3	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			0.800
CCC	10.0	0.42	4.200		0.480	0.654	0.60	0.478	0.447	64.71			0.004
C6-C3	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			0.709
C6-C6	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			0.708
C7-C3	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			0.709
C7-C6	10.0	0.40	4.000		0.270	0.508	0.467	0.372	0.304	50.33			0.808
80-81	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			0.885
80-83	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			1.263
84-86	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			1.89
80-84	4.8	0.80	3.840		0.240	0.307	0.278	0.24	0.208	30.33			1.489
80-82	10.0	0.40	4.000		0.270	0.508	0.467	0.372	0.304	50.33			1.180
8-89	10.0	0.42	4.200		0.480	0.654	0.60	0.478	0.447	64.71			0.004
87-88	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			0.84
86-87	4.8	0.83	3.984		0.240	0.307	0.278	0.24	0.208	30.33			0.738
8-86	14.4	0.50	7.200		0.250	0.410	0.346	0.300	0.260	40.83			0.413
80-81	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			0.771
80-83	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			0.771
83-84	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			1.008
80-82	10.0	0.40	4.000		0.270	0.508	0.467	0.372	0.304	50.33			0.897
8-80	24	0.44	10.56		0.400	0.57	0.478	0.418	0.384	54.8			0.87
88-88	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			0.771
88-86	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			1.379
88-87	10.0	0.40	4.000		0.270	0.508	0.467	0.372	0.304	50.33			1.078
88-8	24	0.44	10.56		0.400	0.57	0.478	0.418	0.384	54.8			0.87
80-01	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			0.771
C2-C3	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			1.379
C4-C6	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			1.808
C5-C4	10.0	0.40	4.000		0.270	0.508	0.467	0.372	0.304	50.33			1.400
C5-C3	10.0	0.40	4.000		0.270	0.508	0.467	0.372	0.304	50.33			1.078
D-00	24	0.44	10.56		0.400	0.57	0.478	0.418	0.384	54.8			0.87
86-07	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.188	0.147	0.108	30.03			0.203
D-08	4.8	0.80	3.840		0.240	0.307	0.278	0.24	0.208	30.33			0.207



**TABLEAUX V-V-3  
VILLAGE DE BIKOUDE-DIARE  
CALCUL DU RESEAU MT INTERNE**

Tableau V-V-2-a

TRONÇON	Puissance appuiee (KW)	Longueur L(Km)	P.suml (Mw.Km)	U = P.suml/M1 Aluminium				Courant de phase (0.000A/Kw)	Section admissible	Courant admissible	Utilite
				25	35	50	70				
				M1=2.17	M1=2.94	M1=3.8	M1=5.5				
A-B	35.8	0.11	0.0037	0.0017	0.0019	0.001	0.0007	2.29	1x35 mm²	000	0.0013
D-F	38.4	0.11	0.0045	0.0018	0.0018	0.0011	0.0008	2.81			0.0014
C-D	31.8	0.098	0.0046	0.001	0.0018	0.0011	0.0008	2.85			0.0028
C-E	28.8	0.108	0.003	0.0014	0.001	0.0008	0.0008	1.98			0.001

Tableau V-V-2-b

TRONÇON	Puissance appuiee (KW)	Longueur L(Km)	P.suml (Mw.Km)	U = P.suml/M1 Aluier				Courant de phase (0.000A/Kw)	Section admissible	Courant admissible	Utilite
				35.8	54.8	75.8	148				
				M1=3.82	M1=2.97	M1=4.8	M1=7.53				
A-B	35.8	0.11	0.0037	0.0014	0.001	0.0008	0.0008	2.28	1x35.4 mm²	148	0.0014
D-F	38.4	0.11	0.0045	0.0018	0.0011	0.0008	0.0008	2.81			0.0023
C-D	31.8	0.098	0.0046	0.0017	0.0012	0.0008	0.0008	2.85			0.0017
C-E	28.8	0.108	0.003	0.0011	0.0008	0.0008	0.0004	1.88			0.0011

Tableau V-V-2-c

TRONÇON	Puissance appuiee (KW)	Longueur L(Km)	P.suml (Mw.Km)	U = P.suml/M1 Cuivre				Courant de phase (0.000A/Kw)	Section admissible	Courant admissible	Utilite
				18.8	25	28.3	35.2				
				M1=3.8	M1=3.03	M1=3.8	M1=4.83				
A-B	35.8	0.11	0.0037	0.0013	0.0018	0.001	0.0008	2.29	1x35.2 mm²	000	0.0028
D-F	38.4	0.11	0.0045	0.0018	0.0014	0.0011	0.0008	2.81			0.0019
C-D	31.8	0.098	0.0046	0.0018	0.0018	0.0013	0.001	2.85			0.001
C-E	28.8	0.108	0.003	0.0011	0.001	0.0008	0.0008	1.88			0.0028

**TABELA 5.1.2**  
**VELAS DE OBRAS EM**  
**ALUM. ESTATUAIS (ALUM. ALU)**

Tabela 5.1.2.1

Tamanho	Fusíveis admitidos (mm)	Coeficiente de redução k	K-Fator (mm)	Compr. Fus. (mm)	K-Fator (mm)	Vel. Fator (mm)				Corrent. de fase (A) (mm)	Seções admitidas	Corrent. admissível (A)	Linha
						Amplitude							
						SE	SO	SO	TO				
						M=0.34	M=0.47	M=0.65	M=0.87				
1.25	4.0	0.75	3.240		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				1.25
1.50	4.8	0.75	3.732		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				1.50
2.00	6.4	0.75	4.800		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				2.00
2.50	8.0	0.75	5.880		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				2.50
3.00	9.6	0.75	6.960		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				3.00
3.50	11.2	0.75	8.040		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				3.50
4.00	12.8	0.75	9.120		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				4.00
4.50	14.4	0.75	10.200		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				4.50
5.00	16.0	0.75	11.280		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				5.00
5.50	17.6	0.75	12.360		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				5.50
6.00	19.2	0.75	13.440		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				6.00
6.50	20.8	0.75	14.520		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				6.50
7.00	22.4	0.75	15.600		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				7.00
7.50	24.0	0.75	16.680		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				7.50
8.00	25.6	0.75	17.760		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				8.00
8.50	27.2	0.75	18.840		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				8.50
9.00	28.8	0.75	19.920		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				9.00
9.50	30.4	0.75	21.000		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				9.50
10.00	32.0	0.75	22.080		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				10.00
10.50	33.6	0.75	23.160		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				10.50
11.00	35.2	0.75	24.240		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				11.00
11.50	36.8	0.75	25.320		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				11.50
12.00	38.4	0.75	26.400		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				12.00
12.50	40.0	0.75	27.480		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				12.50
13.00	41.6	0.75	28.560		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				13.00
13.50	43.2	0.75	29.640		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				13.50
14.00	44.8	0.75	30.720		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				14.00
14.50	46.4	0.75	31.800		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				14.50
15.00	48.0	0.75	32.880		0.148	0.44	0.517	0.638	0.775				15.00

Tabela 5.1.2.2

Tamanho	Fusíveis admitidos (mm)	Coeficiente de redução k	K-Fator (mm)	Compr. Fus. (mm)	K-Fator (mm)	Vel. Fator (mm)				Corrent. de fase (A) (mm)	Seções admitidas	Corrent. admissível (A)	Linha
						Corr.							
						SE	SO	SO	TO				
						M=0.34	M=0.47	M=0.65	M=0.87				
1.25	4.0	0.75	3.144		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				1.25
1.50	4.8	0.75	3.636		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				1.50
2.00	6.4	0.75	4.704		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				2.00
2.50	8.0	0.75	5.772		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				2.50
3.00	9.6	0.75	6.840		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				3.00
3.50	11.2	0.75	7.908		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				3.50
4.00	12.8	0.75	8.976		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				4.00
4.50	14.4	0.75	10.044		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				4.50
5.00	16.0	0.75	11.112		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				5.00
5.50	17.6	0.75	12.180		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				5.50
6.00	19.2	0.75	13.248		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				6.00
6.50	20.8	0.75	14.316		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				6.50
7.00	22.4	0.75	15.384		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				7.00
7.50	24.0	0.75	16.452		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				7.50
8.00	25.6	0.75	17.520		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				8.00
8.50	27.2	0.75	18.588		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				8.50
9.00	28.8	0.75	19.656		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				9.00
9.50	30.4	0.75	20.724		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				9.50
10.00	32.0	0.75	21.792		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				10.00
10.50	33.6	0.75	22.860		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				10.50
11.00	35.2	0.75	23.928		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				11.00
11.50	36.8	0.75	24.996		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				11.50
12.00	38.4	0.75	26.064		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				12.00
12.50	40.0	0.75	27.132		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				12.50
13.00	41.6	0.75	28.200		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				13.00
13.50	43.2	0.75	29.268		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				13.50
14.00	44.8	0.75	30.336		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				14.00
14.50	46.4	0.75	31.404		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				14.50
15.00	48.0	0.75	32.472		0.148	0.35	0.448	0.525	0.638				15.00



**TABLAUX V-V-4**  
**VOLAGE DE COURBURE**  
**CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU MT INTERNE**

Tableau V-V-4-a

TRONÇON	Puissance apparente (kVA)	Longueur L(Km)	Pertes (Mw/Km)	U = P zcosφL/M1 Aléatoire				Courant de phase I (A/phase/kA)	Section admission	Courant admission	Utilité
				00	01	02	03				
				M1 = 0.12	M1 = 0.24	M1 = 0.36	M1 = 0.52				
A-B	26.4	0.1	0.0028	0.0018	0.0012	0.001	0.0007	0.91		0.0013	
A-C	26.8	0.1	0.0028	0.0018	0.0011	0.0009	0.0008	0.87	1400 mm²	0.0017	
C-DG	28.8	0.1	0.0028	0.0013	0.001	0.0007	0.0006	1.88		0.001	

Tableau V-V-4-b

TRONÇON	Puissance apparente (kVA)	Longueur L(Km)	Pertes (Mw/Km)	U = P zcosφL/M1 Aléatoire				Courant de phase I (A/phase/kA)	Section admission	Courant admission	Utilité
				04.4	04.8	05.2	1.08				
				M1 = 0.03	M1 = 0.07	M1 = 0.0	M1 = 0.09				
A-B	26.4	0.1	0.0028	0.0016	0.001	0.0008	0.0008	0.91		0.0018	
A-C	26.8	0.1	0.0028	0.0013	0.0009	0.0007	0.0008	0.89	1404.4 mm²	0.0013	
C-DG	28.8	0.1	0.0028	0.0011	0.0007	0.0006	0.0006	1.88		0.0011	

Tableau V-V-4-c

TRONÇON	Puissance apparente (kVA)	Longueur L(Km)	Pertes (Mw/Km)	U = P zcosφL/M1 Courte				Courant de phase I (A/phase/kA)	Section admission	Courant admission	Utilité
				12.8	07	04.2	06.2				
				M1 = 0.0	M1 = 0.03	M1 = 0.0	M1 = 0.03				
A-B	26.4	0.1	0.0028	0.0014	0.001	0.001	0.0008	0.91		0.0008	
A-C	26.8	0.1	0.0028	0.0013	0.0011	0.0008	0.0007	0.88	1408.8 mm²	0.0007	
C-DG	28.8	0.1	0.0028	0.001	0.001	0.0007	0.0006	1.88		0.0006	

TABLEAU N°4  
VILLAGE DE DOUMKEL  
CALCA ELECTRIQUE DU RESEAU BT

Tableau VV4-a

TRONÇON	Puissance admise (kW)	Coefficient simultanéité K	K.P. adm (kW)	Longueur (Km)	K.P. admis (kW/km)	U-K.P. admis/Wt				Courant de phase (A.30A/KW)	Section admissible	Courant admissible	Ligne
						Aluminium							
						25	35	50	70				
						Mt=0.34	Mt=0.47	Mt=0.63	Mt=0.87				
B4-B5	4.8	0.78	3.744	0.04	0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03	1x20 mm <sup>2</sup>	300	2.533
B5-B4	4.8	0.83	3.998		0.242	0.713	0.518	0.384	0.278	32.38			2.398
B1-B2	14.4	0.83	7.232		0.302	0.888	0.648	0.484	0.36	40.81			1.921
B1-B3	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			1.488
B2-B7	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			3.024
B1-B4	9.6	0.83	6.488		0.242	0.713	0.518	0.384	0.278	32.38			1.867
B4-B1	9.6	0.81	6.276		0.242	0.713	0.518	0.384	0.278	32.38			1.172
B3-B4	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			0.317
B3-B5	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			1.883
B3-B3	4.8	0.83	3.998		0.242	0.713	0.518	0.384	0.278	32.38			1.543
B3-B2	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			1.347
B3-B1	9.6	0.83	7.232		0.242	0.713	0.518	0.384	0.278	32.38			1.03
B3-C1	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			0.888
B3-C2	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			0.268
B3-C3	14.4	0.83	7.232		0.302	0.888	0.648	0.484	0.36	40.81			0.343
B4-B3	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			0.268
B4-B2	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			0.268
B3-B4	14.4	0.83	7.232		0.302	0.888	0.648	0.484	0.36	40.81			0.848
B3-C1	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			0.317
B3-C2	4.8	0.78	3.744		0.148	0.44	0.317	0.236	0.172	30.03			0.483
B3-C3	4.8	0.83	3.998	0.242	0.713	0.518	0.384	0.278	32.38	0.313			

Tableau VV4-b

TRONÇON	Puissance admise (kW)	Coefficient simultanéité K	K.P. adm (kW)	Longueur (Km)	K.P. admis (kW/km)	U-K.P. admis/Wt				Courant de phase (A.30A/KW)	Section admissible	Courant admissible	Ligne
						Cuivre							
						25	40	50	70				
						Mt=0.74	Mt=0.88	Mt=1.01	Mt=1.16				
B4-B5	4.8	0.78	3.744	0.04	0.148	0.201	0.189	0.147	0.128	30.03	1x20 mm <sup>2</sup>	300	1.888
B5-B4	4.8	0.83	3.998		0.242	0.307	0.278	0.24	0.208	32.38			1.484
B1-B2	14.4	0.83	7.232		0.302	0.413	0.348	0.302	0.26	40.81			1.127
B1-B3	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.189	0.147	0.128	30.03			0.248
B2-B7	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.189	0.147	0.128	30.03			1.272
B1-B4	9.6	0.83	6.488		0.242	0.307	0.278	0.24	0.208	32.38			1.072
B4-B1	9.6	0.81	6.276		0.242	0.307	0.278	0.24	0.208	32.38			0.745
B3-B4	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.189	0.147	0.128	30.03			0.201
B3-B5	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.189	0.147	0.128	30.03			1.182
B3-B3	4.8	0.83	3.998		0.242	0.307	0.278	0.24	0.208	32.38			0.981
B3-B2	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.189	0.147	0.128	30.03			0.205
B3-B1	9.6	0.83	7.232		0.242	0.307	0.278	0.24	0.208	32.38			0.324
B3-C1	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.189	0.147	0.128	30.03			0.813
B3-C2	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.189	0.147	0.128	30.03			0.615
B3-C3	14.4	0.83	7.232		0.302	0.413	0.348	0.302	0.26	40.81			0.412
B4-B3	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.189	0.147	0.128	30.03			0.213
B4-B2	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.189	0.147	0.128	30.03			0.213
B3-B4	14.4	0.83	7.232		0.302	0.413	0.348	0.302	0.26	40.81			0.412
B3-C1	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.189	0.147	0.128	30.03			0.201
B3-C2	4.8	0.78	3.744		0.148	0.201	0.189	0.147	0.128	30.03			0.201
B3-C3	4.8	0.83	3.998	0.242	0.307	0.278	0.24	0.208	32.38	0.303			

Tableau VV4-c

TRONÇON	Puissance admise (kW)	Coefficient simultanéité K	K.P. adm (kW)	Longueur (Km)	K.P. admis (kW/km)	U-K.P. admis/Wt				Courant de phase (A.30A/KW)	Section admissible	Courant admissible	Ligne
						Alu/époxy							
						25	34.2	54.6	75.8				
						Mt=0.31	Mt=0.45	Mt=0.59	Mt=0.78				
B4-B5	4.8	0.78	3.744	0.04	0.148	0.202	0.205	0.24	0.201	30.03	1x24 mm <sup>2</sup>	185	0.888
B5-B4	4.8	0.83	3.998		0.242	0.304	0.276	0.26	0.21	32.38			0.514
B1-B2	14.4	0.83	7.232		0.302	0.388	0.328	0.488	0.381	40.81			0.288
B1-B3	4.8	0.78	3.744		0.148	0.202	0.205	0.24	0.201	30.03			1.867
B2-B7	4.8	0.78	3.744		0.148	0.202	0.205	0.24	0.201	30.03			0.747
B1-B4	9.6	0.83	6.488		0.242	0.304	0.276	0.26	0.21	32.38			1.888
B4-B1	9.6	0.81	6.276		0.242	0.304	0.276	0.26	0.21	32.38			1.313
B3-B4	4.8	0.78	3.744		0.148	0.202	0.205	0.24	0.201	30.03			0.288
B3-B5	4.8	0.78	3.744		0.148	0.202	0.205	0.24	0.201	30.03			1.727
B3-B3	4.8	0.83	3.998		0.242	0.304	0.276	0.26	0.21	32.38			1.272
B3-B2	4.8	0.78	3.744		0.148	0.202	0.205	0.24	0.201	30.03			1.021
B3-B1	9.6	0.83	7.232		0.242	0.304	0.276	0.26	0.21	32.38			0.728
B3-C1	4.8	0.78	3.744		0.148	0.202	0.205	0.24	0.201	30.03			1.081
B3-C2	4.8	0.78	3.744		0.148	0.202	0.205	0.24	0.201	30.03			1.081
B3-C3	14.4	0.83	7.232		0.302	0.388	0.328	0.488	0.381	40.81			0.728
B4-B3	4.8	0.78	3.744		0.148	0.202	0.205	0.24	0.201	30.03			1.081
B4-B2	4.8	0.78	3.744		0.148	0.202	0.205	0.24	0.201	30.03			1.081
B3-B4	14.4	0.83	7.232		0.302	0.388	0.328	0.488	0.381	40.81			0.728
B3-C1	4.8	0.78	3.744		0.148	0.202	0.205	0.24	0.201	30.03			0.288
B3-C2	4.8	0.78	3.744		0.148	0.202	0.205	0.24	0.201	30.03			0.288
B3-C3	4.8	0.83	3.998	0.242	0.304	0.276	0.26	0.21	32.38	0.278			



**TABLEAUX V-V-3**  
**VILLAGE DE FONDE**  
**CALCUL ELECTRIQUE DU RESEAU BT**

Tableau V-V-3-a

TRONÇON	Puissance cumulée (KW)	Coefficient simultanéité K	K.P.cum (KW)	Longueur (Km)	K.P.cumL (KW.Km)	U=K.P.cumL/M1 Aluminium				Courant de phase (5.35A/KW)	Sections adoptées	Courant admissible	Ltotal
						25	35	50	70				
						M1=0.34	M1=0.47	M1=0.63	M1=0.87				
A4-A5	4.8	0.78	3.744	0.04	0.149	0.438	0.317	0.236	0.172	20.03	1x35 mm²	235	1.481
A3-A4	9.6	0.63	6.048		0.242	0.711	0.515	0.384	0.278	32.35			1.164
A-A3	14.4	0.53	7.632		0.305	0.897	0.648	0.464	0.35	40.83			0.649
A-A6	4.8	0.78	3.744		0.149	0.438	0.317	0.236	0.172	20.03			0.317
A0-A1	4.8	0.78	3.744		0.149	0.438	0.317	0.236	0.172	20.03			0.317
A0-A2	4.8	0.78	3.744		0.149	0.438	0.317	0.236	0.172	20.03			0.317
A-A0	14.4	0.53	7.632		0.305	0.897	0.648	0.464	0.35	40.83			0.649
B5-B6	4.8	0.78	3.744		0.149	0.438	0.317	0.236	0.172	20.03			0.317
B-B5	9.6	0.63	6.048		0.242	0.711	0.515	0.384	0.278	32.35			0.515
B0-B1	4.8	0.78	3.744		0.149	0.438	0.317	0.236	0.172	20.03			0.317
B0-B2	4.8	0.78	3.744		0.149	0.438	0.317	0.236	0.172	20.03			0.317
B-B0	14.4	0.53	7.632		0.305	0.897	0.648	0.464	0.35	40.83			0.649
B3-B4	4.8	0.78	3.744		0.149	0.438	0.317	0.236	0.172	20.03			0.317
B-B3	9.6	0.63	6.048		0.242	0.711	0.515	0.384	0.278	32.35			0.515

Tableau V-V-3-b

TRONÇON	Puissance cumulée (KW)	Coefficient simultanéité K	K.P.cum (KW)	Longueur (Km)	K.P.cumL (KW.Km)	U=K.P.cumL/M1 Cuivre				Courant de phase (5.35A/KW)	Sections adoptées	Courant admissible	Ltotal
						38.2	48.3	59.7	74.9				
						M1=0.74	M1=0.88	M1=1.01	M1=1.16				
A4-A5	4.8	0.78	3.744	0.04	0.149	0.201	0.169	0.148	0.128	20.03	1x36.2 mm²	200	0.94
A3-A4	9.6	0.63	6.048		0.242	0.327	0.275	0.24	0.208	32.35			0.739
A-A3	14.4	0.53	7.632		0.305	0.412	0.346	0.302	0.263	40.83			0.412
A-A6	4.8	0.78	3.744		0.149	0.201	0.169	0.148	0.128	20.03			0.201
A0-A1	4.8	0.78	3.744		0.149	0.201	0.169	0.148	0.128	20.03			0.201
A0-A2	4.8	0.78	3.744		0.149	0.201	0.169	0.148	0.128	20.03			0.201
A-A0	14.4	0.53	7.632		0.305	0.412	0.346	0.302	0.263	40.83			0.412
B5-B6	4.8	0.78	3.744		0.149	0.201	0.169	0.148	0.128	20.03			0.201
B-B5	9.6	0.63	6.048		0.242	0.327	0.275	0.24	0.208	32.35			0.327
B0-B1	4.8	0.78	3.744		0.149	0.201	0.169	0.148	0.128	20.03			0.201
B0-B2	4.8	0.78	3.744		0.149	0.201	0.169	0.148	0.128	20.03			0.201
B-B0	14.4	0.53	7.632		0.305	0.412	0.346	0.302	0.263	40.83			0.412
B3-B4	4.8	0.78	3.744		0.149	0.201	0.169	0.148	0.128	20.03			0.201
B-B3	9.6	0.63	6.048		0.242	0.327	0.275	0.24	0.208	32.35			0.327

Tableau V-V-3-c

TRONÇON	Puissance cumulée (KW)	Coefficient simultanéité K	K.P.cum (KW)	Longueur (Km)	K.P.cumL (KW.Km)	U=K.P.cumL/M1 Aluélec				Courant de phase (5.35A/KW)	Sections adoptées	Courant admissible	Ltotal
						22	34.4	54.6	75.5				
						M1=0.28	M1=0.42	M1=0.62	M1=0.79				
A4-A5	4.8	0.78	3.744	0.04	0.149	0.532	0.355	0.24	0.191	20.03	1x34.4 mm²	145	1.657
A3-A4	9.6	0.63	6.048		0.242	0.864	0.576	0.39	0.31	32.35			1.302
A-A3	14.4	0.53	7.632		0.305	1.089	0.726	0.492	0.381	40.83			0.726
A-A6	4.8	0.78	3.744		0.149	0.532	0.355	0.24	0.191	20.03			0.355
A0-A1	4.8	0.78	3.744		0.149	0.532	0.355	0.24	0.191	20.03			0.355
A0-A2	4.8	0.78	3.744		0.149	0.532	0.355	0.24	0.191	20.03			0.355
A-A0	14.4	0.53	7.632		0.305	1.089	0.726	0.492	0.381	40.83			0.726
B5-B6	4.8	0.78	3.744		0.149	0.532	0.355	0.24	0.191	20.03			0.355
B-B5	9.6	0.63	6.048		0.242	0.864	0.576	0.39	0.31	32.35			0.576
B0-B1	4.8	0.78	3.744		0.149	0.532	0.355	0.24	0.191	20.03			0.355
B0-B2	4.8	0.78	3.744		0.149	0.532	0.355	0.24	0.191	20.03			0.355
B-B0	14.4	0.53	7.632		0.305	1.089	0.726	0.492	0.381	40.83			0.726
B3-B4	4.8	0.78	3.744		0.149	0.532	0.355	0.24	0.191	20.03			0.355
B-B3	9.6	0.63	6.048		0.242	0.864	0.576	0.39	0.31	32.35			0.576

**TABLEAU N. IV. C**  
**VALEURS THÉORIQUES**  
**CALCUL ÉLECTRIQUE DU RÉSEAU BT**

Tableau N. IV. C

TRONÇON	Puissance calculée (kW)	Coefficient multiplicatif (k)	Kd (en MW)	Longueur (L en km)	Kd (en MVA.km)	Lecture sur la Tableau				Courant de charge (I en A/MVA)	Batterie adéquante	Circuit adéquante	MVA
						30							
						MVA.75	MVA.1	MVA.25	MVA.50				
00-01	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
01-02	8.0	0.75	6.00	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	13.00			0.08	
02-03	14.4	0.75	10.80	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	15.00			0.08	
03-04	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
04-05	7.2	0.75	5.40	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	10.00			0.08	
05-06	28.8	0.75	21.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	25.00			0.08	
06-07	28.8	0.75	21.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	25.00			0.08	
07-08	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
08-09	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
09-10	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
10-11	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
11-12	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
12-13	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
13-14	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
14-15	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
15-16	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
16-17	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
17-18	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
18-19	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
19-20	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
20-21	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
21-22	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
22-23	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
23-24	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
24-25	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
25-26	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
26-27	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
27-28	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
28-29	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
29-30	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
30-31	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
31-32	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
32-33	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
33-34	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
34-35	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
35-36	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
36-37	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
37-38	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
38-39	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
39-40	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
40-41	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
41-42	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
42-43	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
43-44	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
44-45	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
45-46	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
46-47	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
47-48	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
48-49	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
49-50	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
50-51	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
51-52	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
52-53	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
53-54	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
54-55	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
55-56	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
56-57	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
57-58	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
58-59	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
59-60	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
60-61	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
61-62	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
62-63	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
63-64	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
64-65	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
65-66	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
66-67	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
67-68	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
68-69	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
69-70	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
70-71	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
71-72	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
72-73	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
73-74	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
74-75	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
75-76	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
76-77	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
77-78	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
78-79	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
79-80	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
80-81	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
81-82	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
82-83	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
83-84	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
84-85	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
85-86	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
86-87	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
87-88	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
88-89	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
89-90	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
90-91	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
91-92	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
92-93	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
93-94	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
94-95	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
95-96	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
96-97	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
97-98	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
98-99	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
99-100	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	

Tableau N. IV. C

TRONÇON	Puissance calculée (kW)	Coefficient multiplicatif (k)	Kd (en MW)	Longueur (L en km)	Kd (en MVA.km)	Lecture sur la Tableau				Courant de charge (I en A/MVA)	Batterie adéquante	Circuit adéquante	MVA
						30							
						MVA.75	MVA.1	MVA.25	MVA.50				
10-11	4.8	0.75	3.60	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	4.00			0.08	
11-12	8.0	0.75	6.00	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	13.00			0.08	
12-13	14.4	0.75	10.80	0.08	0.30	0.38	0.31	0.10	15.00			0.08	
13-14	4.8	0.75	3.6										

TABLE 2.4.1.1.1

Table 2.4.1.1.1

Year	Population (Millions)	GDP (Millions \$)	Per Capita GDP (\$)	GDP Growth (%)	GDP (Millions \$)				GDP per Capita (\$)	Sectoral Shares (%)	Sectoral Shares (1990)	Sectoral Shares (2000)
					GDP (Millions \$)							
					1990	2000	2010	2020				
1990	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
1991	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
1992	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
1993	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
1994	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
1995	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
1996	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
1997	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
1998	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
1999	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2000	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2001	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2002	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2003	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2004	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2005	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2006	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2007	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2008	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2009	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2010	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2011	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2012	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2013	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2014	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2015	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2016	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2017	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2018	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2019	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2020	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2021	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2022	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2023	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2024	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2025	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2026	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2027	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2028	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2029	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	
2030	1.0	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	

**ANNEXE C**  
**CARACTERISTIQUES DES CABLES**  
**POUR LIGNES AERIENNES**

# 1 - CARACTERISTIQUES DES CABLES POUR LIGNES AERIENNES

TYPE DE CABLE	DESIGNATION SIMPLIFIEE DU CABLE	SECTION REELLE (mm <sup>2</sup> )	COMPOSITION		Diamètre extérieur du câble (mm)	Résistance à la rupture de chaque fil (N/mm <sup>2</sup> )	Charge de rupture du câble (kg)		
			Nombre de Fils	Diamètre Nominal des fils (mm)					
CUIVRE (norme C 34-110)	14,1/U/ 7(**)	14,1	7	1,6	4,8	43,7	(nominale) 585		
	22 /U/ 7(**)	22	7	2	6	43,7	910		
	29,3/U/19(**)	29,3	19	1,4	7	44,2	1 185		
	38,2/U/19(**)	38,2	19	1,6	8	43,7	1 530		
	48,3/U/19(**)	48,3	19	1,8	9	43,7	1 940		
	74,9/U/19(**)	74,9	19	2,24	11,2	43,2	2 970		
ALLIAGE D'ALUMINIUM (norme NF C 34-125)	34,4/AGS/ 7	34,38	7	2,5	7,5	32,4	(nominale) 1 105		
	54,6/AGS/ 7	54,55	7	3,15	9,45	32,4	1 755		
	75,5/AGS/19	75,54	19	2,25	11,25	32,4	2 430		
	117 /AGS/19	116,98	19	2,8	14	32,4	3 765		
	148 /AGS/19	148,01	19	3,15	15,75	32,4	4 765		
ALUMINIUM-ACIER (norme NF C 34-120)		SECTION REELLE Des fils d'aluminium (mm <sup>2</sup> )		NOMBRE DE FILS d'Aluminium d'Acier			POUR L'ACIER	(nominale)	
	27,7 N/A + C/3 + 3	28,27	9,42	8	3	2,0	8,3	117,6	1 540
	59,7 N/A + C/12 + 7	37,70	21,99	12	7	2,0	10	117,6	3 050
	75,5 N/A + C/12 + 7	47,71	27,83	12	7	2,25	11,25	117,6	3 840
	116,2 N/A + C/30 + 7	94,25	21,99	30	7	2,0	14	117,6	4 145
147,1 N/A + C/30 + 7	119,28	27,83	30	7	2,25	15,75	117,6	5 200	

(\*) Valeurs données seulement à titre indicatif.  
 (\*\*) Désignation non encore normalisée

DESIGNATION SIMPLIFIEE DU CABLE	TENSION NOMINALE ADMISSIBLE (hbar)		Résistance électrique linéique A+20° C  (Ω/km)	Masse linéique du câble  (kg/m)	Module d'élasticité E (*)  (hbar)	Coefficient de dilata- tion (*) α  (°C)	Poids linéique du câble par unité de section □  (daN/m. mm <sup>2</sup> )	$\frac{E\alpha^2}{24}$
	En régime normal	Cas de givre						
14,1/U/ 7(**)	13,83	27,66	1,270	0,1278	10 500	17 x 10 <sup>-6</sup>	0,008 89	0,0346
22 /U/ 7(**)	13,79	27,58	0,816	0,1995	10 500	17 x 10 <sup>-6</sup>	0,008 89	0,0346
29,3/U/19(**)	13,48	26,96	0,616	0,266	10 500	17 x 10 <sup>-6</sup>	0,008 90	0,0347
38,2/U/19(**)	13,35	26,70	0,472	0,348	10 500	17 x 10 <sup>-6</sup>	0,008 93	0,0349
48,3/U/19(**)	13,39	26,78	0,373	0,440	10 500	17 x 10 <sup>-6</sup>	0,008 93	0,0349
74,9/U/19(**)	13,22	26,44	0,240	0,682	10 500	17 x 10 <sup>-6</sup>	0,008 93	0,0349
34,4/AGS/ 7	10,72	21,44	0,958	0,094	6 000	23 x 10 <sup>-6</sup>	0,002 68	0,001 80
54,6/AGS/ 7	10,72	21,44	0,603	0,149	6 000	23 x 10 <sup>-6</sup>	0,002 68	0,001 80
75,5/AGS/19	10,72	21,44	0,438	0,208	6 000	23 x 10 <sup>-6</sup>	0,002 70	0,001 82
117 /AGS/19	10,73	21,46	0,293	0,322	6 000	23 x 10 <sup>-6</sup>	0,002 70	0,001 82
148 /AGS/19	10,73	21,46	0,224	0,407	6 000	23 x 10 <sup>-6</sup>	0,002 70	0,001 82
37,7 N/A +C/9 + 3	13,62	24,04	1,020	0,155	8 650	17,1 x 10 <sup>-6</sup>	0,004 03	0,005 86
59,7 N/A +C/12+ 7	17,03	30,06	0,765	0,276	10 150	15,4 x 10 <sup>-6</sup>	0,004 52	0,008 64
75,5 N/A +C/12+ 7	16,95	29,90	0,605	0,348	10 150	15,4 x 10 <sup>-6</sup>	0,004 52	0,008 64
116,2 N/A +C/30+ 7	11,89	20,98	0,306	0,432	7 850	18 x 10 <sup>-6</sup>	0,003 64	0,004 34
147,1 N/A +C/30+ 7	11,78	20,79	0,243	0,547	7 850	18 x 10 <sup>-6</sup>	0,003 64	0,004 34

DESIGNATION SIMPLIFIEE DU CABLE	Effort linéique, sur chaque câble, du à un vent de				'Facteur de surcharge pour un vent de				Facteur de surcharge dans le cas d'un vent de 480 Pa sur le câble nu pour une masse linéique de givre de		
	180 Pa	240 Pa	360 Pa	480 Pa	180 Pa	240 Pa	360 Pa	480 Pa	1 kg/m	2 kg/m	5 kg/m
	(daN/m)	(daN/m)	(daN/m)	(daN/m)							
14,1/U/ 7(**)	0,086	0,115	0,173	0,230	1,21	1,36	1,70	2,09	9,01	-	-
22 /U/ 7(**)	0,108	0,144	0,216	0,288	1,14	1,24	1,49	1,78	6,19	-	-
29,3/U/19(**)	0,126	0,168	0,252	0,336	1,11	1,19	1,39	1,63	4,93	-	-
38,2/U/19(**)	0,144	0,192	0,288	0,384	1,09	1,15	1,31	1,51	4,03	6,84	-
48,3/U/19(**)	0,162	0,216	0,324	0,432	1,07	1,12	1,25	1,42	3,42	5,64	-
74,9/U/19(**)	0,202	0,269	0,403	0,538	1,04	1,08	1,17	1,28	2,59	4,01	-
34,4/AGS/ 7	0,135	0,180	0,270	0,360	1,77	2,19	3,10	4,03	12,28	-	-
54,6/AGS/ 7	0,170	0,227	0,340	0,454	1,53	1,85	2,53	3,26	8,31	14,75	-
75,5/AGS/19	0,203	0,270	0,405	0,540	1,41	1,66	2,22	2,83	6,38	10,94	-
117 /AGS/19	0,252	0,336	0,504	0,672	1,28	1,46	1,88	2,35	4,62	7,52	16,66
148 /AGS/19	0,283	0,378	0,566	0,756	1,23	1,38	1,74	2,14	3,94	6,21	13,42
37,7 N/A +C/9 +3	0,149	0,199	0,298	0,398	1,40	1,65	2,21	2,81	7,90	14,15	-
59,7 N/A +C/12 +7	0,180	0,240	0,360	0,480	1,20	1,34	1,66	2,04	4,95	8,44	19,20
75,5 N/A +C/12 +7	0,203	0,270	0,405	0,540	1,16	1,28	1,55	1,87	4,18	6,93	15,45
116,2 N/A +C/30 +7	0,252	0,336	0,504	0,672	1,16	1,28	1,55	1,88	3,67	5,85	12,67
147,1 N/A +C/30 +7	0,283	0,378	0,566	0,756	1,13	1,22	1,46	1,73	3,16	4,87	10,24

**ANNEXE D**  
**TABLEAUX DE CALCULS**  
**MECANIQUES DU RESEAU**



**TABLEAU VI-1**  
**CALCUL MECANIQUE DES CONDUCTEURS MT**

Type de câble	Section (mm <sup>2</sup> )	Diamètre extérieur (mm)	Charge de rupture (daN)	Tension nominale admissible (daN)	Module d'élasticité E (hbar)	Poids linéique w (daN/m/mm <sup>2</sup> )	Coefficient de dilatation (°C)	Tension unitaire maximale (hbar)		Force de traction maximale H (daN)	Facteur de sécurité
								ta 30°C 480 Pa	tb 10°C 180 Pa		
Culvre	19.6	5.2	813	13.83	10.500	0.00889	0.000017	10.84	8.85	208.55	3.888
	22	6	910	13.74		0.00889		10.04	8.85	220.88	4.12
	29.3	7	1185	13.48		0.00889		9.44	8.56	276.59	4.28
	38.2	8	1530	13.35		0.00893		8.99	8.48	343.42	4.46
Almétec	34.4	7.5	1105	10.72	8000	0.00268	0.000023	5.94	3.96	204.34	5.4
	54.6	9.45	1755	10.72		0.00268		5.08	3.85	277.37	6.3
	75.5	11.25	2430	10.72		0.0027		4.58	3.46	344.28	7.06
	148	15.75	4765	10.73		0.0027		3.7	3.15	547.6	8.7
Aluminium	22	6	338		8000	0.00268	0.000023	6.92	4.45	152.24	2.2
	34.4	7.5	578			0.00268		5.98	4.05	205.71	2.8
	54.6	9.45	880			0.00268		5.09	3.85	278	3.09
	75.5	11.25	1293			0.0027		4.58	3.46	345.8	3.74

**TABLEAU VI-2**

**CALCUL MECANIQUE DES CONDUCTEURS BT**

Section de phases (mm <sup>2</sup> )	Neutre-porteur (mm <sup>2</sup> )	Charge de rupture du N.P (daN)	E (daN)	w (daN/m/mm)	Coefficient dilatation (°C)	Coefficient de surcharge		Force de traction maximal		Facteur de sécurité
						ma 30°C 480 Pa	mb 10°C 180 Pa	Ha (daN)	Hb (daN)	
3x25 alu	54 E alélec (PRC)	1760	6000	0.00268	0.000023	2.46	1.3	171	237.5	7.41
3x35 alu						2.35	1.28	166.5	236.9	7.43
3x50 alu						2.24	1.25	162.7	236.4	7.44
3x70 alu						2.06	1.2	155.6	235.3	7.48

**TABLEAU VI-3**  
**CALCULS MECANIQUE DES SUPPORTS MT**

triphase traditionnel

Position du support par rapport à ses conducteurs adjacents	Section (mm <sup>2</sup> )	Tension maximale dans un conducteur (daN)	Tension dans un conducteur à 10°C BV (daN)	Flèche maximale à 85°C BV (m)	Effort du vent sur les conducteurs V (daN)	Tension totale dans les conducteurs T (daN)	Effort total sur le support F (daN)	Effort permanent résultant P (daN)	Hauteur du poteau H (m)	Poteau en béton	Poteau en bois
En alignement (poteaux hors agglomération s=100m)	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	108	0	108	-	8.97	10-A-250	10-S/140
	Cu 38.2	343.42	307.51	2.13	115.2	0	115.2	-	8.8	10-A-250	10-S/140
	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	108	0	108	-	8.97	10-A-250	10-S/140
En alignement (poteaux en agglomération s=40 m)	Alu 34.4	156.9	146.2	0.854	43.2	0	43.2	-	7.95	9-A-250	9-S/140
	Cu 38.2	292.29	318	0.502	46.08	0	46.08	-	7.78	9-A-250	9-S/140
	Alu 34.4	156.9	146.2	0.854	43.2	0	43.2	-	7.95	9-A-250	9-S/140
En alignement (poteaux à la limite des aggl. a1=100 m, a2=40 m)	Alu 34.4	153	72.24	1.345	75.6	142.32	181.15	83.78	8.72	9-A-250	9-J/140
	Cu 38.2	302.9	257.9	1.171	80.84	183.57	173.45	85.96	8.52	9-A-250	9-J/140
	Alu 34.4	153	72.24	1.345	75.6	142.32	181.15	83.78	8.72	9-A-250	9-J/140
En angle (poteaux hors agglomération s=100 m, α=30°)	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	108	813.02	418.3	147.84	8.97	10-A-600	10-H/140
	Cu 38.2	343.42	307.51	2.13	115.2	1030.26	641.2	333.87	8.8	10-A-600	10-H/140
	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	108	813.02	641.2	333.87	8.8	10-A-600	10-H/140
En angle (poteaux en agglomération s=40 m, α=30°)	Alu 34.4	156.9	146.2	0.854	43.2	470.7	284.13	78.73	7.95	9-A-400	10-S/325
	Cu 38.2	292.29	318	0.502	46.08	676.89	497.12	183.99	7.78	9-A-400	10-S/325
	Alu 34.4	156.9	146.2	0.854	43.2	470.7	284.13	78.73	7.95	9-A-400	10-S/325
En angle (poteaux à la limite des aggl. α=30° a1=100 m, a2=40 m)	Alu 34.4	153	72.24	1.345	75.6	649	354.92	112.26	8.72	9-A-400	10-J/355
	Cu 38.2	302.9	257.9	1.171	80.84	968.4	676.87	403.86	8.52	9-A-400	10-J/355
	Alu 34.4	153	72.24	1.345	75.6	649	354.92	112.26	8.72	9-A-400	10-J/355
Déviation sur alignement	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	0	813.02	813.02	284.82	8.97	10-A-600	10-H/140
	Cu 38.2	343.42	307.51	2.13	0	1030.26	1030.26	332.10	8.8	11-B-1250	10-H/225
	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	0	813.02	813.02	284.82	8.97	10-A-600	10-H/140
Déviation sur angle α=30°	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	0	721.8	721.8	147.84	7.95	9-A-600	9-H/140
	Cu 38.2	343.42	307.51	2.13	0	838.8	838.8	477.67	7.78	11-B-1250	10-H/225
	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	0	721.8	721.8	147.84	7.78	11-B-1250	10-H/225
Branchement BT sur alignement MT	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	108	100	147.18	-	8.97	10-A-400	10-S/255
	Cu 38.2	343.42	307.51	2.13	115.2	100	152.93	-	8.8	10-A-400	10-S/255
	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	108	100	147.18	-	8.97	10-A-400	10-S/255
Branchement BT sur angle α=30°	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	108	713.02	470.01	188.34	8.97	10-A-600	10-S/255
	Cu 38.2	343.42	307.51	2.13	115.2	1130.26	690.98	385.47	8.8	10-A-600	10-Y/255
	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	108	1130.26	690.98	385.47	8.8	10-A-600	10-Y/255
En arrêt	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	0	813.02	813.02	284.82	8.97	10-A-600	10-H/255
	Cu 38.2	343.42	307.51	2.13	0	1030.26	1030.26	325.83	8.8	11-B-1250	10-H/255
	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	0	813.02	813.02	284.82	8.97	10-A-600	10-H/255

E-0

**TABLEAU VI-4**  
**CALCULS MÉCANIQUES DES SUPPORTS BT**

trépané traditionnel

Position du support par rapport à ses conducteurs adjacents	Type de treizeaux (mm <sup>2</sup> )	Neutre porteur (mm <sup>2</sup> )	Eclairage public (mm <sup>2</sup> )	Tension maximale dans un conducteur (daN)	Tension unitaire conducteur à 65°C SV (daN)	Flèche maximale à 65°C SV (m)	Effort du vent sur les conducteurs V (daN)	Tension totale dans les conducteurs T (daN)	Effort total sur le support F (daN)	Hauteur du poteau H (m)	Poteau en béton	Poteau en bois
En alignement	3x35 Alu	84,6 Alu	16 Alu	237,51	0,82	0,654	21,6	0	21,6	7,95	S-A-250	S-S/140
En angle (α = 30°)				237,51	0,82	0,654	21,6	123	144,6	7,95	S-A-250	S-S/140
En étoilement (α = 120° - 180°)				237,51	0,82	0,654	21,6	118,75	140,38	7,25	S-A-250	S-S/140
Dérivation sur angle (α = 120°)				237,51	0,82	0,654	0	332	332	7,95	S-A-400	S-J/140
Dérivation sur alignement				237,51	0,82	0,654	0	237,51	237,51	7,95	S-A-250	S-J/140
En arrêt				237,51	0,82	0,654	0	237,51	237,51	7,95	S-A-250	S-J/140

**TABLEAU VI-5**  
**CALCULS MECANIQUE DES SUPPORTS MT**

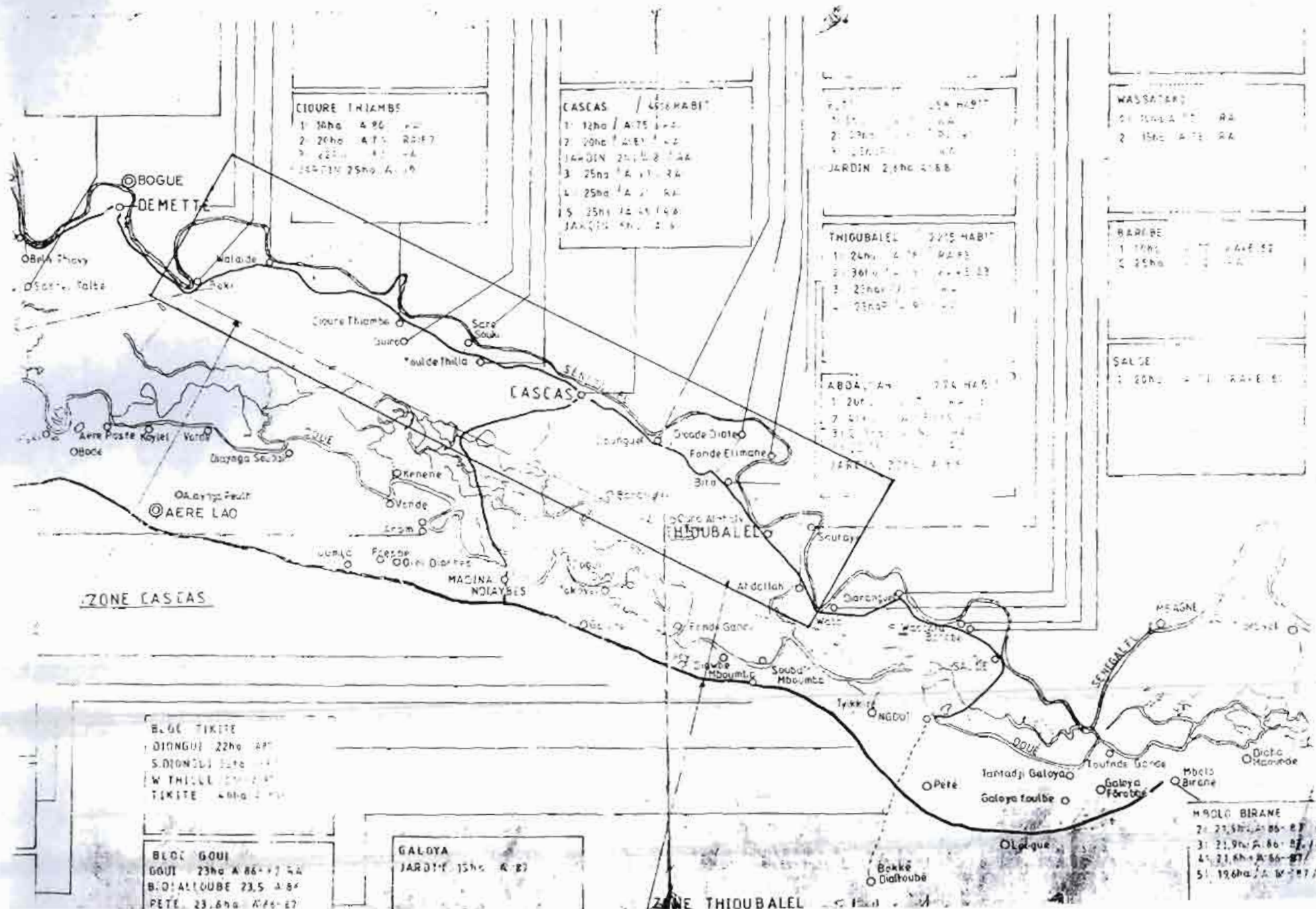
SYSTEME MALT

Position du support par rapport à ses conducteurs adjacents	Section (mm <sup>2</sup> )	Tension maximale dans un conducteur (daN)	Tension dans un conducteur à 10°C 5V (daN)	Flèche maximale à 60°C 5V (m)	Effort du vent sur les conducteurs V (daN)	Tension totale dans les conducteurs T (daN)	Effort total sur le support F (daN)	Effort permanent résultant P (daN)	Hauteur du poteau H (m)	Poteau en béton	Poteau en bois
En alignement (poteaux hors agglomération s=100m)	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	144	0	144	-	8.97	10-A-400	10-S/225
	Cu 38.2	343.42	207.51	2.13	153.6	0	153.6	-	8.6	10-A-400	10-S/225
	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	144	0	144	-	8.97	10-A-400	10-S/225
En alignement (poteaux en agglomération s=40 m)	Alu 34.4	158.9	148.2	0.854	57.6	0	57.6	-	7.95	9-A-250	9-S/140
	Cu 38.2	292.23	318	0.502	81.44	0	81.44	-	7.78	9-A-250	9-S/140
	Alu 34.4	158.9	148.2	0.854	57.6	0	57.6	-	7.95	9-A-250	9-S/140
En alignement (poteaux à la limite des aggl. s1=100 m, s2=40 m)	Alu 34.4	183	72.24	1.345	100.8	188.79	214.89	-	8.72	9-A-250	9-J/140
	Cu 38.2	322.8	257.6	1.171	107.52	204.76	231.27	-	8.52	9-A-250	9-J/140
	Alu 34.4	183	72.24	1.345	100.8	188.79	214.89	-	8.72	9-A-250	9-J/140
En angle (poteaux hors agglomération s=100 m, α=30°)	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	144	817.36	257.75	196.72	8.97	10-AR-600	10-J/225
	Cu 38.2	343.42	207.51	2.13	153.6	1373.7	384.1	637.18	8.8	10-AR-1000	10-H/325
	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	144	817.36	257.75	196.72	8.8	10-AR-600	10-J/225
En angle (poteaux en agglomération s=40 m, α=30°)	Alu 34.4	158.9	148.2	0.854	57.6	827.6	378.04	302.51	7.85	9-A-400	10-J/325
	Cu 38.2	292.23	318	0.502	81.44	1188.82	682.82	654.75	7.78	9-A-600	9-H/140
	Alu 34.4	158.9	148.2	0.854	57.6	827.6	378.04	302.51	7.85	9-A-400	10-J/325
En angle (poteaux à la limite des aggl. α=30° s1=100 m, s2=40 m)	Alu 34.4	183	72.24	1.345	100.8	732	473.2	148.7	8.72	9-A-600	10-J/255
	Cu 38.2	322.8	257.6	1.171	107.52	1291.92	769.2	534.4	8.52	9-A-600	10-J/255
	Alu 34.4	183	72.24	1.345	100.8	732	473.2	148.7	8.72	9-A-600	10-J/255
Dérivation sur alignement	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	0	817.36	817.36	879.76	8.97	11-B-1250	10-Y/255
	Cu 38.2	343.42	207.51	2.13	0	1373.68	13173.68	1230.04	8.8	11-B-1500	10-H/325
	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	0	817.36	817.36	879.76	8.97	11-B-1250	10-Y/255
Dérivation sur angle α=30°	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	0	982.05	982.05	196.72	7.85	11-B-1250	10-H/255
	Cu 38.2	343.42	207.51	2.13	0	1818.27	1818.27	637.18	7.78	12-B-2000	10-H/325
	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	0	982.05	982.05	196.72	7.78	11-B-1250	10-H/255
Branchement BT sur alignement MT	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	144	80	152.24	-	8.97	10-A-400	10-S/255
	Cu 38.2	343.42	207.51	2.13	153.6	80	161.53	-	8.9	10-A-400	10-S/255
	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	144	80	152.24	-	8.97	10-A-400	10-S/255
Branchement BT sur angle α=30°	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	144	887.36	583.64	196.7	8.97	10-A-600	10-J/225
	Cu 38.2	343.42	207.51	2.13	153.6	1423.88	880.77	637.18	8.8	11-A-1250	10-H/325
	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	144	887.36	583.64	196.7	8.9	10-A-600	10-J/225
En arrêt	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	0	817.36	817.36	879.76	8.97	11-B-1250	10-Y/255
	Cu 38.2	343.42	207.51	2.13	0	1373.68	1373.68	1230.04	8.8	11-B-1500	10-H/325
	Alu 34.4	204.34	94.94	2.48	0	817.36	817.36	879.76	8.97	11-B-1250	10-Y/255

**TABLEAU VI-8**

**CALCUL DES ARMEMENTS MT (N.V)**

Position des conducteur par rapport au support	Section (mm <sup>2</sup> )	Flèche à 65°C SV (m)	k	L(m)	Ecart minimal entre conducteurs e(m)	Tension maximale dans un conducteur T(daN)	Effort horizontal sur l'armement F(daN)	Effort vertical sur l'armement P(daN)	Spécifications de l'armement nappe-voûte choisi
Portées alignées	3x34.4 Alm	2.48	0.9	0.4	1.382	204.34	36	9.4	140-75 50-50
	3x38.2 Cu	2.13	0.75		1.114	343.42	38.4	34.8	140-75 50-50
	3x34.4 Alu	2.48	0.9		1.382	204.34	36	9.4	140-75 50-50
En angle (α=8°)	3x34.4 Alm	2.48	0.9		1.382	204.34	64.5	9.4	140-75 50-60
	3x38.2 Cu	2.13	0.75		1.114	343.42	26.3	34.8	140-75 50-70
	3x34.4 Alu	2.48	0.9		1.382	204.34	64.5	9.4	140-75 50-60



**CIOURE THIAMBE**  
 1. 30ha A 96  
 2. 20ha A 75 RA 17  
 3. 25ha A 11 A  
 4. 25ha A 11

**CASCAS / 450 HABIT**  
 1. 12ha A 75  
 2. 20ha A 75  
 3. 25ha A 11 RA  
 4. 25ha A 11 RA  
 5. 25ha A 11 RA  
 JARDIN 2ha 218

**THIOUBALEL 225 HABIT**  
 1. 24ha A 75 RA 17  
 2. 30ha A 75 RA 17  
 3. 25ha A 11 RA  
 4. 25ha A 11 RA  
 JARDIN 2ha 218

**WASSATANG**  
 1. 20ha A 75 RA  
 2. 25ha A 75 RA

**BARARE**  
 1. 20ha A 75 RA 17  
 2. 25ha A 75 RA

**SALGE**  
 1. 20ha A 75 RA 17

**ABDA, A 75 270 HABIT**  
 1. 20ha A 75 RA 17  
 2. 20ha A 75 RA 17  
 3. 25ha A 11 RA  
 4. 25ha A 11 RA  
 JARDIN 2ha 218

**BLOC TIKITE**  
 DIONGUE 22ha A 75  
 S. DIONGUE 25ha A 75  
 W. THILL 25ha A 75  
 TIKITE 40ha A 75

**BLOC GOUI**  
 GOUI 23ha A 86 RA 17  
 B. O. ALLOUBE 23.5 A 86  
 PETE 23.6ha A 86 RA 17

**GALOYA**  
 JARDIN 15ha A 87

**M. SOLO BIRANE**  
 2. 21.5ha A 86 RA 17  
 3. 21.9ha A 86 RA 17  
 4. 21.8ha A 86 RA 17  
 5. 19.6ha A 86 RA 17

**ZONE CASCAS**

**ZONE THIOUBALEL**

**ZONE MERGNE**

REGION DE SAINT-LOUIS

ELECTRIFICATION DE CILS A MOISSINE

VILLAGE DE THIOUBALEL

RESEAU BT-EP

1:10000 1:5000 1:2500

LEGENDE	
—	Projet de lignes BT
—	Service Energie SPPM
—	Habitats
—	Centres de Soins
—	Ecoles de base
—	Amplasement pour les installations
—	La route nationale
—	Les points de passage
• (2,5)	
• (1,5)	
• (0,5)	
→	Transformateur 1000V / 250V / BT
—E	Watt 5 la ligne

Projet de lignes A-M	EPT
Service Energie	Apprenti OUVRIER WALE

